CIPEC

BOILERS AND HEATERS

Improving Energy Efficiency

Natural Resources Canada
Office of Energy Efficiency

Ressources naturelles Canada
Office de l'efficacité énergétique

Canada

102-01896/

Boilers and Heaters: Improving Energy Efficiency

August 2001

Written by
Paul Dockrill
Frank Friedrich
Federal Industrial Boiler Program
Natural Resources Canada
CANMET Energy Technology Centre
1 Haanel Drive
Nepean ON K1A 1M1

Catalogue No: M92-229/2001E
ISBN 0-662-30836-0

© Her Majesty the Queen in Right of Canada, 2001

Ce document est disponible en français sous le titre : *Amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes de chauffage*

This publication and poster may be reproduced for non-commercial purposes with appropriate attribution.

Produced in partnership with:

Ontario

uniongas

ENBRIDGE Consumers Gas

Recycled paper

Foreword ii

Fundamentals of Combustion and Heat Losses 1

Boiler and Heater Operational Control 3

Environmental Impacts of Combustion 5

About Combustion Regulations 7

Increasing the Energy Efficiency
of Boiler and Heater Installations 8

Energy Management Opportunities – Tips 14

Appendix – Sample Checklist for Auditing
a Boiler and Heater System 17

This guidebook is for the owners and operators of boilers and heaters who want to improve the energy efficiency of their systems. As these readers already know the basics of combustion processes and relevant plant operations, these concepts, as well as the environmental effects of combustion, particularly nitrogen oxide (NO_x) emissions, are mentioned only briefly. Detailed information can be found elsewhere.

The guidebook focuses on giving practical tips on improving the energy effectiveness of boiler and heater operations. It aims to stimulate thinking about the ways to achieve greater energy efficiency and to lessen the environmental consequences of energy use, in keeping with the Government of Canada's policy on climate change.

UNITS OF MEASUREMENT

Although Canada officially uses the International System of Units (SI) or metric system, its largest trading partner, the U.S., does not. Consequently, a large proportion of industrial equipment – steel pipe being a common example – is made to Imperial units. Furthermore, many American codes and standards written in Imperial units, such as the one for determining boiler efficiency, have been adopted as the industrial norm for Canada. Since most steam plants employ equipment in Imperial and metric units, this document provides both, with the metric unit presented first.

ACKNOWLEDGEMENT AND DISCLAIMER

This guidebook is based on *An Energy Efficiency and Environment Primer for Boilers and Heaters* (Primer), jointly published in 2000 by the Environmental Partnerships Branch of the Ontario Ministry of the Environment, Union Gas Limited, Enbridge Consumers Gas and the Office of Energy Efficiency (OEE) of Natural Resources Canada (NRCan). The OEE provided funding under the auspices of the Canadian Industry Program for Energy Conservation (CIPEC). The OEE also funded this condensed version of the Primer, which provides more detailed information, especially on combustion emissions.

The views and ideas expressed in this guidebook are those of the authors and do not necessarily reflect the views and policies of the funding organizations. The generic opportunities present herein do not represent recommendations for implementing them at a specific site. Before modifying any equipment or operating procedures, consult qualified professionals and conduct a detailed site evaluation.

SOURCES OF OTHER INFORMATION

Natural Resources Canada
Office of Energy Efficiency
Industrial Energy Efficiency
580 Booth Street, 18th Floor
Ottawa ON K1A 0E4
Fax: (613) 947-4121
Web site: http://oee.nrcan.gc.ca

The Canada Centre for Mineral and Energy Technology (CANMET) produces excellent technical industrial publications, most of them related to energy efficiency. They include industry-specific monographs, project reports and fact sheets, among them *Federal Industry Boiler Program.* To obtain a listing of current publications, contact

Mr. Rudy Lubin
Office of Coordination and Technical Information
Natural Resources Canada
CANMET Energy Technology Centre
580 Booth Street, 13th Floor
Ottawa ON K1A 0E4
Tel.: (613) 996-6220
Fax: (613) 947-1016
E-mail: rlubin@nrcan.gc.ca

Relevant manuals in NRCan's Energy Management Series include

- *Process Insulation* (No. M91-6/001E)
- *Boiler Plant Systems* (No. M91-6/006E)
- *Process Furnaces, Dryers and Kilns* (No. M91-6/007E)
- *Steam and Condensate Systems* (No. M91-6/008E)
- *Waste Heat Recovery* (No. M91-6/020E)

Also, the previously mentioned *An Energy Efficiency and Environmental Primer for Boilers and Heaters* is an excellent reference. To obtain a copy, contact

Mr. Magella Bouffard
Office of Energy Efficiency
Natural Resources Canada
580 Booth Street, 18th Floor
Ottawa ON K1A 0E4
Tel.: (613) 996-3799
Fax: (613) 947-4121
E-mail: mbouffar@nrcan.gc.ca

COMBUSTION PROCESSES have been, are and will be for the near future, the prime generator of energy in our civilization, which is burning fossil fuels at an ever-increasing rate. The processes must be managed well for the sake of the environment and the sustainability of civilization.

The principles of combustion are common to heaters, boilers and other forms of industrial combustion, e.g. in furnaces and kilns. In this sense, **the term "boiler" is interchangeable with "heater" throughout this text** (unless stated otherwise).

Conventional fuels consist mainly of two elements – carbon and hydrogen. During combustion, they combine with oxygen to produce heat. The fuel value lies in the carbon and hydrogen content. Non-fossil fuels, such as biomass and alcohol, also contain oxygen in their molecular structures.

Ideally, combustion breaks down the molecular structure of the fuel; the carbon oxidizes to carbon dioxide (CO_2) and the hydrogen to water vapour (H_2O). But an incomplete process creates undesirable and dangerous products. To ensure complete combustion, even modern equipment with many features must operate with excess air. That is, more air (carrying about 21 percent oxygen by volume) is passed through the burner than is chemically required for complete combustion. This excess air speeds up the mixing of fuel and air.

On one hand, this process ensures that nearly all the fuel receives the oxygen it needs for combustion before it is chilled below combustion temperatures by contact with heat exchange surfaces. It also prevents fuel that is not burned completely from exploding within the boiler.

On the other hand, excess air wastes energy by carrying heat up the stack. A fine line exists between combustion efficiency and safety in ensuring that as little excess air as possible is supplied to the burner.

Boiler owners and operators will want to know if their operations are efficient. As the objective is to increase the energy efficiency of boilers, reviewing the causes of heat loss in boiler operations may be useful.

HEAT LOSSES in a boiler are well described by the American Society of Mechanical Engineers (ASME) in its rigorous PTC4.1 power test code (1973). The test code applies to any type of fuel used. However, natural gas or fuel oil fire most boilers and heaters in Canada. In such systems, many of the losses listed in the code do not apply. And other systems are small enough for their losses to be rolled into an "unaccounted for" category, for which a value can be assumed. A simplified method for quantifying boiler efficiency uses this equation:

Efficiency (E) % = (Output ÷ Input) × 100, where: Output = Input − Losses

Alternatively,

Efficiency (E) % = 100 − losses, where losses can be calculated according to the ASME power test code.

Since this code uses Imperial units, it is necessary to convert temperatures to degrees Fahrenheit (°F) and heating units to British thermal units per pound (Btu/lb.), which can be done with the following conversion formulas:

°F = (1.8 × °C) + 32
Btu/lb. = 0.4299 × kJ/kg

The following four significant types of energy losses apply to natural gas and heating oil systems.

Dry flue gas loss (LDG)

Heat is lost in the "dry" products of combustion, which carry only sensible heat since no change of state was involved. These products are carbon dioxide (CO_2), carbon monoxide (CO), oxygen (O_2), nitrogen (N_2) and sulphur dioxide (SO_2). Concentrations of SO_2 and CO are normally in the parts-per-million (ppm) range so, from the

M121

IMPORTANT NOTE CONCERNING THE FOLLOWING PAGES

THE PAGES WHICH FOLLOW HAVE BEEN FILMED TWICE IN ORDER TO OBTAIN THE BEST REPRODUCTIVE QUALITY

USERS SHOULD CONSULT ALL THE PAGES REPRODUCED ON THE FICHE IN ORDER TO OBTAIN A COMPLETE READING OF THE TEXT.

REMARQUE IMPORTANTE CONCERNANT LES PAGES QUI SUIVENT

LES PAGES SUIVANTES ONT ÉTÉ REPRODUITES EN DOUBLE AFIN D'AMÉLIORER LA QUALITÉ DE REPRODUCTION

LES UTILISATEURS DOIVENT CONSULTER TOUTES LES PAGES REPRODUITES SUR LA FICHE AFIN D'OBTENIR LA LECTURE DU TEXTE INTÉGRAL

micromedia
a division of IHS Canada

20 Victoria Street
Toronto, Ontario M5C 2N8
Tel.: (416) 362-5211
Toll Free: 1-800-387-2689
Fax: (416) 362-6161
Email: info@micromedia.on.ca

viewpoint of heat loss, they can be ignored. Calculate the dry flue gas loss (LDG) using the following formula:

LDG = [24 × DG × (FGT − CAT)] ÷ HHV, where

DG (lb./lb. fuel) = $(11CO_2 + 8O_2 + 7N_2) \times (C + 0.375S) \div 3CO_2$
FGT = flue gas temperature, °F
CAT = combustion air temperature, °F
HHV = higher heating value of fuel, Btu/lb.
CO_2 and O_2 = percent by volume in the flue gas
$N_2 = 100 - CO_2 - O_2$
C and S = weight fraction in fuel analysis

Minimizing excess air reduces dry flue gas losses.

Loss due to moisture from the combustion of hydrogen (LH)

The hydrogen component of fuel leaves the boiler as water vapour, taking with it the enthalpy – or heat content – corresponding to its conditions of temperature and pressure. The vapour is a steam at very low pressure, but with a high stack temperature. Most of its enthalpy is in the heat of vaporization. The significant loss is about 11 percent for natural gas and 7 percent for fuel oil. This loss (LH) can be calculated as follows:

LH (%) = [900 × H_2 × (hg − hf)] ÷ HHV, where

H_2 = hydrogen weight fraction in fuel analysis
hg = 1055 + (0.467 − FGT), Btu/lb.
hf = CAT − 32, Btu/lb.

Where hg is hydrogen (gas) and hf is hydrogen (fuel).

Table 1. Direct Method for Calculating Boiler Efficiency

1. Measure steam flow via kg (or lb.) over a set period, e.g. one hour. Use steam integrator readings, if available, and correct for orifice calibration pressure. Alternatively, use the feedwater integrator, if available, which will in most cases not require a correction for pressure.
2. Measure the flow of fuel over the same period. Use the gas or oil integrator, or determine the mass of solid fuel used.
3. Convert steam flow, feedwater flow and fuel flow to identical energy units, e.g. Btu/lb. or kJ/kg.
4. Calculate the efficiency using the following equation:
   Efficiency = 100 × (steam energy − feedwater energy) ÷ fuel energy

Only a condensing heat exchanger will reduce this loss appreciably.

Loss due to radiation and convection (LR)

This loss occurs from the external surfaces of an operating boiler. For any boiler at operating temperature, the loss is constant. Expressed as a percentage of the boiler's heat output, the loss increases as boiler output is reduced. Hence, operating the boiler at full load lowers the percentage of loss. Since the boiler's surface area relates to its bulk, the relative loss is lower for a larger boiler and higher for a smaller boiler. Instead of making complex calculations, determine the radiation and convection loss using a standard chart available from the American Boiler Manufacturers Association (ABMA).

Losses that are unaccounted for (LUA)

For reasons mentioned earlier, use an assumed loss value of 0.1 percent for natural-gas-fired boiler systems and 0.2 percent for oil-fired systems.

Then, calculate efficiency as follows:

Efficiency (E) % = 100 − LDG − LH − LR − LUA, where

LDG = Dry flue gas loss
LH = Moisture from hydrogen loss
LR = Radiation and convection loss
LUA = Unaccounted for losses

Begin a boiler plant program of energy management by assessing current boiler efficiencies. Then monitor boiler performance regularly to gauge the effect of established energy-saving measures and to set improvement targets.

The simplest way to calculate fuel-to-steam efficiency is the direct method of calculation (see Table 1), using steam generation and fuel consumption data from operating logs. However, this method may not be as accurate as the indirect method due to errors in metering fuel flow and steam flow.

Previously, this guidebook explained why it is necessary to operate a boiler with more air than is theoretically needed to burn all the fuel. Burner controls are therefore always set to provide some amount of excess air in all operating scenarios, typically from two to five percent O_2 in the flue gas. This guidebook has also pointed out that excess air incurs a heat loss; it enters the combustion system at ambient temperature and leaves at stack temperature. Therefore, reducing the oxygen level in the flue gas will reduce the heat loss.

Typically, reducing O_2 in the flue gas by 1 percent – for example, from 5 percent to 4 percent – increases boiler efficiency by about 2.5 percent.

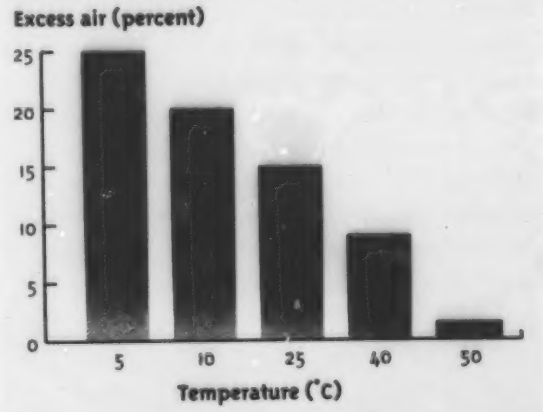
Controlling excess air is the most important tool for managing the energy efficiency and atmospheric emissions of a boiler system.

It is important to keep in mind that the air-to-fuel ratio is based on mass, not volume. The mass of air supplied to the mass of fuel being used (e.g. on a kilogram-to-kilogram basis) must be controlled. The density of air and gaseous fuels changes with temperature and pressure, a fact that must be taken into account in controlling the air-to-fuel ratio. For example, if pressure is fixed, the mass of air flowing in a duct will decrease when the temperature increases. The controls should therefore compensate for seasonal temperature variations and, optimally, for day and night variations too (especially during the spring and fall, when daily temperature variations are substantial). As **Figure 1** shows, the effect of air temperature on excess air in the flue gas can be dramatic.

Similarly, the mass of natural gas flowing through a pipe will fall if the pressure in the supply pipe drops. (This may happen when the fuel flow to a second boiler increases.) Constant flow of liquid fuels, although less influenced by temperature, still depends on steady supply pressure to a valve maintaining a constant position. If pressure increases (e.g. when a second pump is started), the oil flow for a given valve position will also increase.

Variations in pressure and temperature can be corrected by sophisticated air and fuel control systems. Such systems can be expensive, so simpler systems are often used to avoid the expense. They are less precise and are set up with larger margins of excess air to avoid insufficient air conditions. They cannot ensure optimum continuous operation. Due to the higher heat losses (i.e. lower energy efficiencies) associated with the cruder control systems, it pays to evaluate the economics of investing in a high-quality control system.

Figure 1. Effects of Air Temperature on Excess Air Level



viewpoint of heat loss, they can be ignored. Calculate the dry flue gas loss (LDG) using the following formula:

LDG = [24 × DG × (FGT − CAT)] ÷ HHV,
where

DG (lb./lb. fuel) = (11CO_2 + 8O_2 + 7N_2) × (C + 0.375S) ÷ 3CO_2

FGT = flue gas temperature, °F

CAT = combustion air temperature, °F

HHV = higher heating value of fuel, Btu/lb.

CO_2 and O_2 = percent by volume in the flue gas

N_2 = 100 − CO_2 − O_2

C and S = weight fraction in fuel analysis

Minimizing excess air reduces dry flue gas losses.

Loss due to moisture from the combustion of hydrogen (LH)

The hydrogen component of fuel leaves the boiler as water vapour, taking with it the enthalpy – or heat content – corresponding to its conditions of temperature and pressure. The vapour is a steam at very low pressure, but with a high stack temperature. Most of its enthalpy is in the heat of vaporization. The significant loss is about 11 percent for natural gas and 7 percent for fuel oil. This loss (LH) can be calculated as follows:

LH (%) = [900 × H_2 × (hg − hf)] ÷ HHV, where

H_2 = hydrogen weight fraction in fuel analysis

hg = 1055 + (0.467 − FGT), Btu/lb.

hf = CAT − 32, Btu/lb.

Where hg is hydrogen (gas) and hf is hydrogen (fuel).

Table 1. Direct Method for Calculating Boiler Efficiency

1. Measure steam flow via kg (or lb.) over a set period, e.g. one hour. Use steam integrator readings, if available, and correct for orifice calibration pressure. Alternatively, use the feedwater integrator, if available, which will in most cases not require a correction for pressure.
2. Measure the flow of fuel over the same period. Use the gas or oil integrator, or determine the mass of solid fuel used.
3. Convert steam flow, feedwater flow and fuel flow to identical energy units, e.g. Btu/lb. or kJ/kg.
4. Calculate the efficiency using the following equation:
   Efficiency = 100 × (steam energy − feedwater energy) ÷ fuel energy

Only a condensing heat exchanger will reduce this loss appreciably.

Loss due to radiation and convection (LR)

This loss occurs from the external surfaces of an operating boiler. For any boiler at operating temperature, the loss is constant. Expressed as a percentage of the boiler's heat output, the loss increases as boiler output is reduced. Hence, operating the boiler at full load lowers the percentage of loss. Since the boiler's surface area relates to its bulk, the relative loss is low for a larger boiler and higher for a smaller boiler. Instead of making complex calculations, determine the radiation and convection loss using a standard chart available from the American Boiler Manufacturers Association (ABMA).

Losses that are unaccounted for (LUA)

For reasons mentioned earlier, use an assumed loss value of 0.1 percent for natural-gas-fired boiler systems and 0.2 percent for oil-fired systems.

Then, calculate efficiency as follows:

Efficiency (E) % = 100 − LDG − LH − LR − LUA,
where

LDG = Dry flue gas loss

LH = Moisture from hydrogen loss

LR = Radiation and convection loss

LUA = Unaccounted for losses

Begin a boiler plant program of energy management by assessing current boiler efficiencies. Then monitor boiler performance regularly to gauge the effect of established energy-saving measures and to set improvement targets.

The simplest way to calculate fuel-to-steam efficiency is the direct method of calculation **(see Table 1)**, using steam generation and fuel consumption data from operating logs. However, this method may not be as accurate as the indirect method due to errors in metering fuel flow and steam flow.

Previously, this guidebook explained why it is necessary to operate a boiler with more air than is theoretically needed to burn all the fuel. Burner controls are therefore always set to provide some amount of excess air in all operating scenarios, typically from two to five percent O_2 in the flue gas. This guidebook has also pointed out that excess air incurs a heat loss: it enters the combustion system at ambient temperature and leaves at stack temperature. Therefore, reducing the oxygen level in the flue gas will reduce the heat loss.

Typically, reducing O_2 in the flue gas by 1 percent — for example, from 5 percent to 4 percent — increases boiler efficiency by about 2.5 percent.

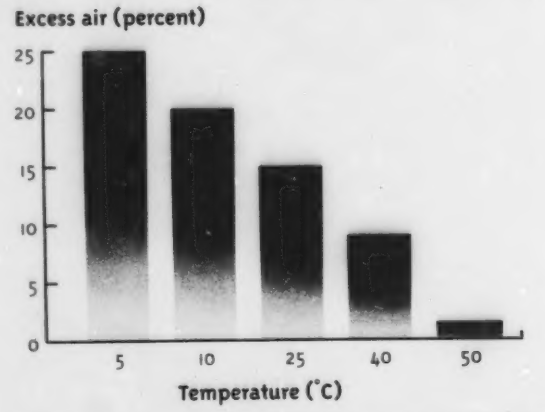
Controlling excess air is the most important tool for managing the energy efficiency and atmospheric emissions of a boiler system.

It is important to keep in mind that the air-to-fuel ratio is based on mass, not volume. The mass of air supplied to the mass of fuel being used (e.g. on a kilogram-to-kilogram basis) must be controlled. The density of air and gaseous fuels changes with temperature and pressure, a fact that must be taken into account in controlling the air-to-fuel ratio. For example, if pressure is fixed, the mass of air flowing in a duct will decrease when the temperature increases. The controls should therefore compensate for seasonal temperature variations and, optimally, for day and night variations too (especially during the spring and fall, when daily temperature variations are substantial). As **Figure 1** shows, the effect of air temperature on excess air in the flue gas can be dramatic.

Similarly, the mass of natural gas flowing through a pipe will fall if the pressure in the supply pipe drops. (This may happen when the fuel flow to a second boiler increases.) Constant flow of liquid fuels, although less influenced by temperature, still depends on steady supply pressure to a valve maintaining a constant position. If pressure increases (e.g. when a second pump is started), the oil flow for a given valve position will also increase.

Variations in pressure and temperature can be corrected by sophisticated air and fuel control systems. Such systems can be expensive, so simpler systems are often used to avoid the expense. They are less precise and are set up with larger margins of excess air to avoid insufficient air conditions. They cannot ensure optimum continuous operation. Due to the higher heat losses (i.e. lower energy efficiencies) associated with the cruder control systems, it pays to evaluate the economics of investing in a high-quality control system.

Figure 1. Effects of Air Temperature on Excess Air Level



For existing combustion equipment, measuring and minimizing excess air is the primary way to optimize boiler and heater efficiency. Optimizing excess air (also referred to as O_2 control) means adjusting burner airflow to match fuel flow. Burner settings, initially calibrated during burner commissioning, should be reviewed regularly. Carbon monoxide (CO) is a sensitive indicator of incomplete combustion; its levels should range from zero to, perhaps, 50 parts per million (ppm) by volume, rather than the usual environmental limit of 400 ppm. Each boiler house should have accurately calibrated analysers for measuring O_2, CO and nitrogen oxides (NO_x).

For ideas about upgrades, a brief description of the types of air and fuel controls follows, in order of sophistication and costs.

On-off and high-low controls

The use of on-off and high-low controls is limited to processes that can tolerate cycles of temperature and pressure, such as heating applications.

Mechanical jackshaft controls

The simplest type of modulating burner control is used in small burners, where the cost of more complex systems cannot be justified. These controls cannot measure airflow or fuel flow; the play in the jackshaft and linkages needs settings with higher-than-necessary excess air to ensure safe operation under all conditions. The range of oxygen control (oxygen trim) is limited. The control response must be very slow to ensure that the burner reaches a steady state before the oxygen trim acts.

Parallel controls

Separate drives in parallel controls adjust fuel flow and airflow, taking their signal from a master controller. The operator can adjust the flows individually and override the automatic control settings. These controls are usually applied to older, medium-sized boilers equipped with pneumatic controls. Their performance and operational safety can be improved by adding alarms that indicate if an actuator has slipped or calibration has been lost. Also, an additional controller can be added to provide oxygen trim. Parallel controls have similar disadvantages to mechanical jackshaft controls.

Cross-limiting control

Usually applied to larger boilers, cross-limiting control can sense and compensate for some of the factors that affect optimum air-to-fuel ratio. This control measures the flow of air and fuel and adjusts airflow to maintain the optimum value determined during calibration tests. Flue gas composition can be monitored and used in air control. Operations are safer when airflow cannot drop below the minimum needed for the existing fuel. They are also safer when fuel flow cannot be increased more than the existing airflow can burn. Oxygen trim is possible but, again, it has a limited range of adjustment. It must also respond slowly enough to allow the primary controls to reach equilibrium.

Automatic control of excess air (oxygen trim)

The high cost of purchasing and installing an oxygen analyser limits the use of oxygen trim controls to large boilers that use between $100,000 and $1 million worth of fuel annually. It increases energy efficiency by one to two percent. For very large boilers, where efficiency gains of 0.1 percent mean significant annual savings, these controls usually measure CO as well.

The negative effects of combustion on the environment – particularly greenhouse gas (GHG) emissions released to the atmosphere that contribute to global warming – have received much attention in recent years. This issue is addressed in the Kyoto Protocol (1997). Canada, which signed the Protocol, aims to reduce emissions between 2008 and 2012 by six percent of 1990 levels. Climate change resulting from global warming is one of the greatest challenges facing not only Canada but also the world. Managing combustion processes better and improving the efficiency of energy generation and use are two of the key strategies for reducing atmospheric emissions.

Therefore, this guidebook is being published in concert with Canada's policy on climate change as one of the tools for implementing it.

Canada's goal of reducing GHG and acid-rain emissions can be met only with the co-operation of the owners and operators of combustion equipment. It is beyond the scope of this guidebook to describe the emissions in detail. Instead, a brief overview is presented (see **Table 2** for a list of some emissions from combustion systems and their effects). More complete information can be obtained from *An Energy Efficiency and Environment Primer for Boilers and Heaters.*

Table 2. Emissions from Combustion Systems and Their Effects

EMISSION	SOURCE	EFFECT	GHG POTENTIAL RELATIVE TO CO_2
CO_2 (carbon dioxide)	Complete combustion of carbon in fuel	Global warming	1
CO (carbon monoxide)	Incomplete combustion of carbon in fuel	Smog	
SO_2 (sulphur dioxide)	Combustion of sulphur in fuel	Smog, acid rain	
NO_x (nitrogen oxides)	By-product of most combustion processes	Acid rain	
N_2O (nitrous oxide)	By-product of some combustion processes	Global warming	310
VOCs (volatile organic compounds)	Leakage and evaporation of liquid fuels (from, e.g., vehicles, fuel tanks, fuel pumps, refineries, solvents from paints)	Smog	
CH_4 (methane)	Principal component of natural gas; leakage from gas wells, pipelines and distribution systems	Global warming	21
H_2O (water vapour)	Combustion of hydrogen in fuel	Localized fog	
Particulates (dust, soot, fumes)	Unburned or partially burned carbon and hydrocarbons; also ash and dirt in fuel	Smog	
Trace elements	Impurities in fuel	Potential carcinogens	
Halogenated compounds	Compounds in fuel or combustion air containing halogens (chlorine, fluorine, bromine and iodine)	Potential carcinogens, global warming	Up to 24 000

The negative effects of combustion on the environment – particularly greenhouse gas (GHG) emissions released to the atmosphere that contribute to global warming – have received much attention in recent years. This issue is addressed in the Kyoto Protocol (1997). Canada, which signed the Protocol, aims to reduce emissions between 2008 and 2012 by six percent of 1990 levels. Climate change resulting from global warming is one of the greatest challenges facing not only Canada but also the world. Managing combustion processes better and improving the efficiency of energy generation and use are two of the key strategies for reducing atmospheric emissions.

Therefore, this guidebook is being published in concert with Canada's policy on climate change as one of the tools for implementing it.

Canada's goal of reducing GHG and acid-rain emissions can be met only with the co-operation of the owners and operators of combustion equipment. It is beyond the scope of this guidebook to describe the emissions in detail. Instead, a brief overview is presented (see **Table 2** for a list of some emissions from combustion systems and their effects). More complete information can be obtained from *An Energy Efficiency and Environment Primer for Boilers and Heaters.*

Table 2. Emissions from Combustion Systems and Their Effects

EMISSION	SOURCE	EFFECT	GHG POTENTIAL RELATIVE TO CO_2
CO_2 (carbon dioxide)	Complete combustion of carbon in fuel	Global warming	1
CO (carbon monoxide)	Incomplete combustion of carbon in fuel	Smog	
SO_2 (sulphur dioxide)	Combustion of sulphur in fuel	Smog, acid rain	
NO_x (nitrogen oxides)	By-product of most combustion processes	Acid rain	
N_2O (nitrous oxide)	By-product of some combustion processes	Global warming	310
VOCs (volatile organic compounds)	Leakage and evaporation of liquid fuels (from, e.g., vehicles, fuel tanks, fuel pumps, refineries, solvents from paints)	Smog	
CH_4 (methane)	Principal component of natural gas; leakage from gas wells, pipelines and distribution systems	Global warming	21
H_2O (water vapour)	Combustion of hydrogen in fuel	Localized fog	
Particulates (dust, soot, fumes)	Unburned or partially burned carbon and hydrocarbons; also ash and dirt in fuel	Smog	
Trace elements	Impurities in fuel	Potential carcinogens	
Halogenated compounds	Compounds in fuel or combustion air containing halogens (chlorine, fluorine, bromine and iodine)	Potential carcinogens, global warming	Up to 24 000

Table 3. CCME* NO_x Emission Guidelines for New Boilers and Heaters

INPUT CAPACITY	NO_x EMISSION LIMIT, g/GJ** AND PPM (AT 3% O_2)***	
	10.5 TO 105 GJ/h (10 TO 100 MILLION Btu/h)	GREATER THAN 105 GJ/h (>100 MILLION Btu/h)
Natural gas	26 (49.6)	40 (76.3)
Distillate oil	40 (72.3)	50 (90.4)
Residual oil with less than 0.35% nitrogen	90 (162.7)	90 (162.7)
Residual oil with 0.35% or more nitrogen	110 (198.9)	125 (226.0)

* Canadian Council of Ministers of the Environment
** g/GJ = grams of NO_x emitted per gigajoule of fuel input
*** ppm = parts per million by volume, corrected to 3% O_2 in the flue gas (10 000 ppm = 1%)

To correct ppm NO_x to 3% O_2: NO_x at 3% O_2 = [NO_x measured x 17.9] ÷ [20.9 − O_2], where O_2 is oxygen measured in flue gas, dry basis

To convert ppm NO_x at 3% O_2 to g/GJ: for natural gas, g/GJ = ppm ÷ 1.907
for fuel oil, g/GJ = ppm ÷ 1.808

Table 4. Typical NO_x Emissions Without NO_x Control Equipment in Place

FUEL AND BOILER TYPE		TYPICAL NO_x EMISSIONS (PPM AT 3% O_2)
Natural gas	• Firetube	75-115
	• Package watertube	40-90
	• Field-erected watertube	45-105
No. 2 oil	• Firetube	70-140
	• Package watertube	90-150
	• Field-erected watertube	40-115
No. 4 oil	• Package watertube	160-310
	• Field-erected watertube	140-190
No. 6 oil	• Package watertube	200-360
	• Field-erected watertube	190-330

Although the other GHGs, unit for unit, are much more potent than CO_2 in their effects, the latter is the most important GHG because of its volume. In 1997 it represented three-quarters of Canada's total emissions. Most of the CO_2 is generated by the combustion of fuels, whether for residential, industrial, transportation or electric power generation purposes. So, applying energy efficiency measures that reduce fuel consumption is crucial to reducing CO_2 emissions.

Fuel consumers face a double challenge. One is economic – to get the best value for their fuel budget. The other is environmental – to keep emissions low, at least within legislated limits. Fortunately, what benefits the first objective also benefits the second.

Higher limits are allowed for equipment with a proven higher efficiency than normal and which, therefore, burns less fuel. Provinces and territories are responsible for enforcement and may enact stricter limits. They also have responsibility for determining to what extent the guideline applies to boilers and heaters that are being modified or overhauled.

Emissions of sulphur dioxide (SO_2) and nitrogen oxides (NO_x) contribute to acid rain and, therefore, are also of concern. SO_2 emissions are controlled by limiting the allowable sulphur content of the fuel, but NO_x emissions can be reduced by manipulating the combustion process. Guidelines for new boilers and heaters are presented in **Table 3**, and *An Energy Efficiency and Environmental Primer for Boilers and Heaters* describes the strategies for complying with NO_x regulations.

Table 3. CCME* NO_x Emission Guidelines for New Boilers and Heaters

INPUT CAPACITY	NO_x EMISSION LIMIT, g/GJ** AND PPM (AT 3% O_2)***	
	10.5 TO 105 GJ/h (10 TO 100 MILLION Btu/h)	GREATER THAN 105 GJ/h (>100 MILLION Btu/h)
Natural gas	26 (49.6)	40 (76.3)
Distillate oil	40 (72.3)	50 (90.4)
Residual oil with less than 0.35% nitrogen	90 (162.7)	90 (162.7)
Residual oil with 0.35% or more nitrogen	110 (198.9)	125 (226.0)

* Canadian Council of Ministers of the Environment
** g/GJ = grams of NO_x emitted per gigajoule of fuel input
*** ppm = parts per million by volume, corrected to 3% O_2 in the flue gas (10 000 ppm = 1%)

To correct ppm NO_x to 3% O_2: NO_x at 3% O_2 = [NO_x measured x 17.9] ÷ [20.9 − O_2], where O_2 is oxygen measured in flue gas, dry basis

To convert ppm NO_x at 3% O_2 to g/GJ: for natural gas, g/GJ = ppm ÷ 1.907
for fuel oil, g/GJ = ppm ÷ 1.808

Table 4. Typical NO_x Emissions Without NO_x Control Equipment in Place

FUEL AND BOILER TYPE		TYPICAL NO_x EMISSIONS (PPM AT 3% O_2)
Natural gas	• Firetube	75-115
	• Package watertube	40-90
	• Field-erected watertube	45-105
No. 2 oil	• Firetube	70-140
	• Package watertube	90-150
	• Field-erected watertube	40-115
No. 4 oil	• Package watertube	160-310
	• Field-erected watertube	140-190
No. 6 oil	• Package watertube	200-360
	• Field-erected watertube	190-330

Although the other GHGs, unit for unit, are much more potent than CO_2 in their effects, the latter is the most important GHG because of its volume. In 1997 it represented three-quarters of Canada's total emissions. Most of the CO_2 is generated by the combustion of fuels, whether for residential, industrial, transportation or electric power generation purposes. So, applying energy efficiency measures that reduce fuel consumption is crucial to reducing CO_2 emissions.

Fuel consumers face a double challenge. One is economic – to get the best value for their fuel budget. The other is environmental – to keep emissions low, at least within legislated limits. Fortunately, what benefits the first objective also benefits the second.

Higher limits are allowed for equipment with a proven higher efficiency than normal and which, therefore, burns less fuel. Provinces and territories are responsible for enforcement and may enact stricter limits. They also have responsibility for determining to what extent the guideline applies to boilers and heaters that are being modified or overhauled.

Emissions of sulphur dioxide (SO_2) and nitrogen oxides (NO_x) contribute to acid rain and, therefore, are also of concern. SO_2 emissions are controlled by limiting the allowable sulphur content of the fuel, but NO_x emissions can be reduced by manipulating the combustion process. Guidelines for new boilers and heaters are presented in **Table 3**, and *An Energy Efficiency and Environmental Primer for Boilers and Heaters* describes the strategies for complying with NO_x regulations.

The Canadian Council of Ministers of the Environment (CCME) issued the *National Emission Guideline for Commercial/Industrial Boilers and Heaters* in March 1998. It applies to new boilers and heaters that use natural gas, distillate oil or residual oil as their primary fuel. However, it does not apply to standby boilers (those fired less than 500 hours per year). Existing boilers and heaters also are not required to meet the Guideline. If a boiler or a heater is overhauled, the CCME suggests that the Guideline applies if

a) the cost of the heater or boiler reconstruction exceeds 50 percent of the current total erected costs; or

b) the reconstruction work involves a burner change and the costs exceed 12.5 percent of the current total erected costs.

One of the many exclusions in the Guideline applies to boilers and heaters having an input capacity less than 10.5 GJ/h (10 million Btu/h). An important point to remember is that emissions credits are allowed when energy efficiency (e.g. of fuel combustion and heat recovery) is improved.

Provinces and territories may adopt the Guideline as a part of their environmental legislation. The applicable provincial and territorial regulations can be obtained from environment ministries. For the full text of the CCME Guideline, contact the CCME at

CCME Documents
c/o Manitoba Statutory Publications
200 Vaughan Street
Winnipeg MB R3C 1T5
Tel.: (204) 945-4664
Fax: (204) 945-7172

Figure 2. Boiler Efficiency Improvement Program

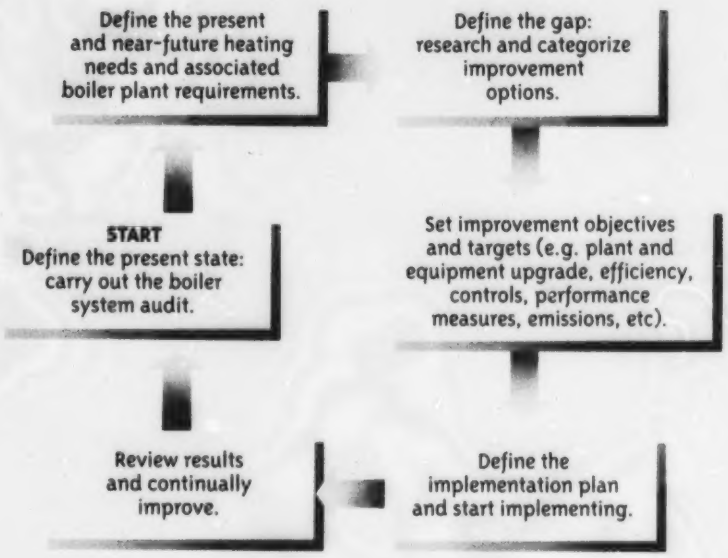
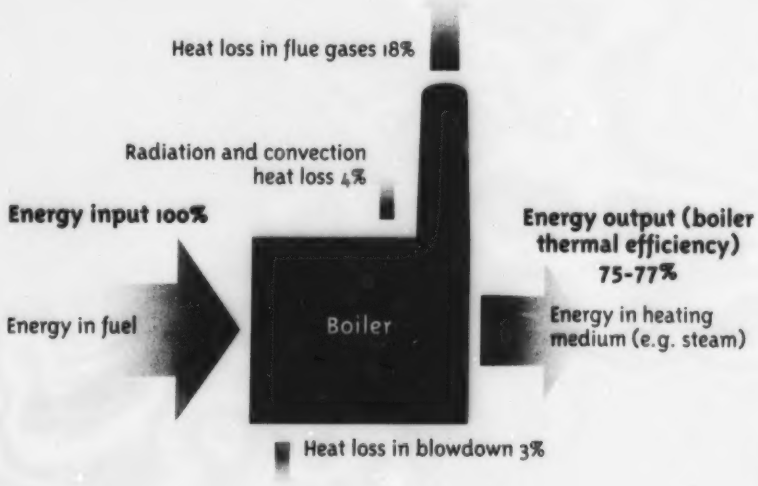


Figure 3. Typical Energy Balance of a Boiler/Heater
(before improvements)



A systematic approach to improving the energy efficiency of boilers – rather than unsystematic improvements – involves a few simplified steps, as shown in **Figure 2**.

A boiler system audit (see the simplified audit checklist in the Appendix) will likely reveal energy losses and inefficiencies. The objective of good energy management is to minimize them. The payoff can be significant in terms of both savings and emissions.

Figure 3 gives a practical hint as to where to direct energy-conservation efforts. However important the economic, efficient operation of the boiler system, it should not be examined in isolation. The following should be checked for further energy-saving and energy-reclaim opportunities:

- the heating needs and energy efficiency aspects of heat-consuming processes, products and equipment; and
- the heat distribution systems (such as steam and condensate).

Heat and energy losses in a boiler system can be reduced in several ways. Some, such as combined heat and power generation (cogeneration), are sophisticated and complex; others can be easily implemented and offer good payback.

***Recent examples:** A chemical plant is saving $500,000 per year by checking for, and replacing, all leaking steam traps. A plywood plant reduced its steam load by 2700 kg/h (6000 lb./h) by upgrading its piping insulation.*

Lowering the system's steam pressure or water temperature to what the involved processes actually need can also reduce energy consumption.

The main categories in the energy efficiency improvement drive are the following.

PROPER BOILER OPERATION

Keep the boiler clean

Except for natural gas, practically every fuel leaves a certain amount of deposit on the **fireside of the tubes**. This is called fouling, and it reduces heat transfer dramatically. Tests show that a soot layer just 0.8 mm (0.03 in.) thick reduces heat transfer by 9.5 percent and a 4.5 mm (0.18 in.) layer by 69 percent! As a result, the flue gas temperature rises – as does the energy cost.

Boilers that burn solid fuels (such as coal and biomass) have a high fouling tendency, whereas those that burn liquid fuels (particularly refined oils) have a low fouling tendency. Maintaining the boiler at peak efficiency requires keeping the boiler surfaces as clean as possible. Large boilers and those burning fuels with a high fouling tendency have soot blower systems that clean the fireside surfaces while the boiler is operating. Brushes and manual lances may also be used. Small boilers, including natural gas-fired boilers and those without soot blower systems, should be opened regularly for checking and cleaning.

Deposits (called scale) on the **waterside of the boiler tubes** can impair heat transfer. They can also reduce boiler efficiency, restrict water circulation and lead to serious mechanical and operating problems. Scale causes the tubes' metal temperature to rise, which increases the flue gas temperature. In extreme cases, the tubes fail from overheating.

Remember, one millimetre of scale build-up can increase fuel consumption by two percent.

Rather than shutting down and draining the boilers to visually inspect the cleanliness of boiler waterside surfaces, waterside conditions can be estimated by testing the boiler water while the boiler is running. Certain water treatment chemicals can then be injected depending on the results. Boiler water is tested daily in small, low-pressure boiler plants and every hour in large, high-pressure plants. The water treatment and testing program is critical to ensuring the maximum efficiency and reliable operation of any boiler plant.

An upward trend in flue gas temperatures over weeks or months usually indicates that a deposit has built up on either the fireside or waterside of boiler heat-exchange surfaces. The boiler should be inspected promptly.

Keep unwanted air out

Effective control of excess combustion air (discussed earlier) also involves guarding against infiltration (ingress) of unwanted air into the boiler combustion cavity or the flue system. The air enters through cover leaks, observation ports, faulty gaskets and other openings.

Blowdown water – dollars down the drain

Even treated ("demineralized") boiler feedwater contains small amounts of dissolved mineral salts. Ongoing water evaporation in steam boilers and fresh boiler makeup water increases the concentration of these minerals and leads to scale formation. To prevent this, boiler water must be blown down periodically. Usually, the blowdown is excessive, "just to be sure." The blowdown water is heated, thus wasting heat, water and water treatment chemicals. As minimum preventive measures, test the boiler water periodically for the level of dissolved solids and adjust the blowdown rate.

When the blowdown is done once a day or once a shift, the content of dissolved solids immediately after blowdown is far below the acceptable maximum. If the blowdown can be done more often and with less water – or continuously – the total dissolved solids (TDS) content can be maintained closer to the desired maximum level of safety. The key is good control of TDS. Automatic blowdown control systems with continuous blowdown TDS measurements are available on the market.

***Example:** Consider a 23 t/h boiler operating at 860 kPa (about 50 000 lb./h at 125 psig). The blowdown water contains 770 kJ/kg (330 Btu/lb.). If the continuous blowdown system is set at the usual five percent of the maximum boiler rating, then the blowdown flow would be 1150 kg/h containing 885 500 kJ (about 2500 lb./h containing 825 000 Btu). At 80 percent boiler efficiency, this heat requires about 29.7 m^3/h (1050 cu. ft./h) of natural gas, worth about $32,100 per year (based on 300 days per year at $0.15/$m^3$).*

Water-heating boiler systems, obviously, do not incur the blowdown costs.

Maximize hot condensate return

A steam and condensate system must be properly designed to eliminate water hammer and reduce losses and maintenance.

Losing hot condensate from a steam boiler system increases water consumption, water treatment chemicals and the thermal energy needed to heat the makeup water. Additional energy is lost in the form of flash steam. This develops when the process pressure, under which the condensate is returned, is released in the condensate return tank. Such losses can be minimized, for example, by submerging the condensate return inlet in the tank or installing a spray condenser fitted on top of the tank.

A **closed-loop system** that delivers steam condensate under pressure to be reboiled practically eliminates losses and needs less steam process equipment.

Example: A mining company in Quebec recently installed a closed-loop condensate system. It soon saved 18 percent energy consumption in the boilerhouse compared with a conventional steam condensate open system.

RECLAIMING BOILER SYSTEM HEAT LOSSES

Flue gas

Herein lies the best opportunity for heat recovery in the boilerhouse.

A 20°C (36°F) reduction in flue gas temperature will improve boiler efficiency by about one percent.

Even with well-adjusted burners providing the minimum flue gas temperatures while achieving complete fuel combustion, the exit temperatures of the flue gas may normally range from 175°C (350°F) to 260°C (500°F). Still, there is ample room to recover some of this heat that would otherwise "go up the stack." Heat exchangers can be used for preheating boiler feedwater (called economizers) or combustion air (air heaters). Economizers typically increase the overall boiler efficiency by three to four percent.

Designers and operators of economizers must consider potential corrosion problems, particularly in fuels containing sulphur. Moisture containing corrosive sulphuric acid is likely to condense on any heat exchanger surfaces that fall below the acid dewpoint. This usually occurs near the inlet of the combustion air or feedwater to be heated.

Each boiler has its specific limit of low flue gas temperature, which should be determined individually if supplementary heat exchange is being considered. Since the flue gas temperatures are lower at lower loads, economizers often have some form of by-pass control that maintains the flue gas temperature above a preset minimum.

Condensing economizers improve the effectiveness of reclaiming flue gas heat. They cool the flue gas below the dew point. Thus they recover both sensible heat from the flue gas and latent heat from the moisture which condenses. Some moisture may be present in the fuel, but most of it is formed by combustion of the hydrogen component of the fuel. (See "Loss due to moisture from the combustion of hydrogen," page 2). Since condensation (and the resulting danger of corrosion) is inevitable, the heat exchanger system must be made of materials that will not corrode. In **direct-contact economizers**, water is sprayed directly into the flue gas. The resulting hot water is collected and used after treatment to neutralize its corrosion potential. (This is an incidental advantage of direct-contact flue gas condensing: it removes particles and acid gases, such as SO_2, from exhaust.) With condensing economizers, the overall boiler efficiencies can exceed 90 percent. (Heat pumps can complement a system for recovering flue gas heat, further increasing the reclaim efficiency.)

***Example:** The Hôpital du Sacré-Cœur de Montréal installed direct-contact condensing economizers. The reclaimed heat was used for hot water space heating, fresh air conditioning, laundry, sanitary hot water supply and cooking. It saved 11 percent in natural gas and reduced annual CO_2 emissions by 12 000 t.*

Blowdown heat recovery

Some ways to limit blowdown volume and heat loss were covered earlier. Heat exchangers can reclaim the sensible heat from the blowdown that goes into sewerage for heating boiler makeup water and the like.

BOILER USE AND SIZING

The use and sizing of a boiler system comes up for review when it needs to be replaced or extensively upgraded. Many boiler plants, particularly those used for space heating, face large seasonal or other variations in demand. The efficiency with which boilers convert fuel energy into steam or hot water drops off sharply at low load – when output falls below 40 percent of the maximum capacity rating. It therefore makes sense to select boiler sizes to match varying demand. A small boiler could be installed to operate at close-to-full load for periods of low demand; one or two larger boilers could handle peak loads.

In evaluating a boiler system's use and sizing, consider current and future heating and process steam requirements. More opportunities for improving energy efficiency may be revealed while the process and process equipment are being reviewed.

***Example:** Saskatchewan Penitentiary installed two new, smaller boilers, sized for summer load (operating singly) and for joint operation during the winter. They replaced old, oversized boilers, which operated at low fire for most of the year. This solution led to higher efficiency at higher firing rates. Gas savings relative to heated space were 17 percent or 500 000 m^3, amounting to $75,000 per year. Emissions of CO_2 fell accordingly; new low-NO_x burners reduced nitrogen oxide emissions by 70 percent.*

COMBINED HEAT AND POWER GENERATION – COGENERATION

Old, inefficient boiler systems often need major, expensive upgrades. In such instances, where there are both electrical and heating demands or where electricity can be profitably sold, a case can be made for cogeneration – combined heat and power generation (CHP). Here lies the greatest potential of CHP systems in Canada – to replace the thousands of small, ageing boilers across the country with units producing both power and heat with greater efficiency than if they were generated separately.

CHP may need more fuel and considerably more capital above that needed to simply meet the heat requirement. But the bonus is the electric energy that CHP provides at high thermal efficiency. This means that the total energy, electrical and thermal, is supplied at lower cost. The high overall energy efficiency of CHP (up to 85 percent), CHP's environmental benefits in reducing CO_2 and NO_x emissions and the ongoing deregulation of the Canadian energy market are stimulating the mounting interest in this rapidly developing technology.

A CHP unit typically consists of a prime mover, such as a gas turbine or piston engine, and a heat recovery steam generator, which is a type of boiler. The prime mover drives an electric generator and sometimes other equipment, such as air compressors. Its exhaust, via the steam generator, provides steam for heating or process use. CHP units are now available in sizes ranging from a few kilowatts to tens of megawatts of output.

Informed, professional advice is required in assessing a potential CHP product.

OTHER CONSIDERATIONS

To optimize the performance and improve the energy efficiency of a boiler system, consider other factors. Some are a matter of regular maintenance and small-scale improvements; others are considered when a major upgrade is required.

Insulation

An audit of a boiler system may reveal that the insulation of the boiler and its piping system is inadequate, in need of repair or missing altogether.

Example: If only 10 flanges are not insulated on a 10-cm (4-in. diameter) pipe carrying steam at 860 kPa (125 psig), the annual heat loss is equivalent to 2450 m³ of natural gas (worth $370).

Example: A 3-m (10-ft.) length of uninsulated 10-cm (4-in.) steam pipe wastes more than twice as much money in steam costs per year than the cost of insulating it with mineral fibre and aluminum jacket.

Heating needs

Reducing the boiler's steam operating pressure to the minimum needed by the end user, or reducing the temperature of the fluid in the pipes in fluid heating systems, can dramatically affect the energy savings and the quantity of GHGs generated. These savings come from burning less fuel in the boiler or heater and lowering the amount of heat lost in the piping system.

To change the system's operating pressure or fluid temperature, verify that the boiler and end devices can run at the lower pressure (temperature). The potential environmental and dollar savings are worth investigating.

Distribution system losses

In steam systems, steam traps can fail (on average) up to 25 percent of the time. Steam leaking from pipe fittings, valves and traps can cause large energy losses. As well, water leaked from the system must be replaced, chemically treated and heated. This is a less apparent, but still expensive, consequence. Heating fluid systems also face this problem.

***Example:** Failure of a single 3.2-mm (nominal 1/8-in.) trap in a 690-kPa (100-psig) steam system can lose the equivalent of 11 600 m³/y of natural gas, worth $1,700.*

Ensure that the distributing pipework is the proper dimension. Oversized pipes increase capital, maintenance and insulation costs, and generate higher surface heat losses. Undersized pipes require higher pressure and extra pumping energy and have higher rates of leakage.

Redundant, obsolete pipework wastes energy: because it is kept at the same temperature as the rest of the system, the heat loss per length of pipe remains the same. The heat losses from extra piping add to the space heat load of the facility and thus to the ventilation and air-conditioning needs. Moreover, redundant pipework receives scant maintenance and attention, incurring further losses.

Improper de-aeration of boiler feedwater

Steam with as little as one percent by volume of air in it can reduce the efficiency of heat transfer by up to 50 percent. Pay attention to the de-aeration process as well as to the proper functioning of air vents.

Heat cascading

Plants with several heating needs may have an excellent opportunity to improve their overall energy efficiency with heat cascading. The heat exhausted from one part of the process can be used to heat another. While the high-grade heat supplied from fuel should be directed to the process needing the highest temperature, its exhaust heat should be used in lower temperature applications. The heat finally exhausted should be at the lowest temperature that can be economically achieved.

***Examples:** Air or gas exhausted from a high-temperature process is passed through a waste heat boiler to generate low-pressure steam or hot water for space heating and service water. Waste heat is also used for cooling purposes, via an absorption cooler, for example. Heat can be recovered, stored and reused many ways.*

Approach energy management with an open mind to critically evaluate accepted practices. Some practices may prove to be inefficient. A fresh look or an added awareness, which this chapter aims to supply – combined with imagination and expert assistance – can pay large dividends in reducing energy and costs.

"Energy management opportunities" (EMOs) represents how energy can be used wisely to save money and to limit environmental impacts. This section presents proven ideas that may improve the operation of boiler and heater systems. Choose EMOs from the lists that suit the particular situation and combine them with other energy efficiency measures.

Notes

- The tips for EMOs are presented in three categories. The difference in price between **low-cost** and **retrofit EMOs** depends on the size, type and financial policy of the organization. (Housekeeping is the third category.)
- Due to the variety of possible circumstances, it is impossible to indicate when an EMO will pay for itself. In general, however, **retrofit EMOs** can be expected to have the longest payback.

HOUSEKEEPING EMOS are energy management actions that are repeated regularly and at least once a year.

- Run the process equipment using downstream steam (or heating fluid) efficiently by proper production scheduling and maintenance.
- Try to operate the process equipment using downstream steam (or heating fluid) at capacity.
- Shut down the equipment in the process using downstream steam (or heating fluid) when it is not needed.
- Try to stabilize heating demand. To do this, review the schedule for process demand. This will minimize boiler load swings and maximize boiler efficiencies. Try to operate boilers at full load.
- Maintain good steam quality with a program of regular water chemical treatment and the blowdown regime. Ensure that the feedwater de-aerating equipment and the air vents on the steam piping work properly.
- Monitor the flue gas combustibles and the combustion excess air regularly. Adjust as conditions change.
- Check for and eliminate the entrance of unwanted air into the boiler and flue gas exhaust system.
- Keep burners properly adjusted.
- Maintain the best operating condition of air and fuel controls.
- Calibrate measuring equipment and instruments and tune up the combustion control system regularly.
- Check all the control settings regularly.
- Check and verify the boiler efficiency regularly.
- Monitor and compare the boiler performance-related data to standard and targets regularly.
- Apply routine and preventive maintenance programs to the boiler and heat distribution and condensate collection systems.
- Inspect the fireside and waterside heat transfer surfaces when the boiler plant is shut down; keep the surfaces clean.
- Ensure that the fireside anti-fouling equipment works properly.
- Check the integrity of the steam and condensate network (heating fluid supply and return network) and related equipment routinely. Walk through the facility with appropriate detection

equipment (e.g. ultrasonic detector, listening rods, pyrometer and stethoscope), looking and listening for steam leaks. Repair the leaks.

- Set up a steam trap inspection and maintenance program and procedures.
- Inspect the insulation for waterlogging; locate the source of the moisture (e.g. a leaking pipe) and correct the problem.
- Replace or repair any missing and damaged insulation and insulation covering.

LOW-COST EMOS are energy management actions that are done once at a reasonable cost.

- Develop and implement operating procedures and work instructions. Train boilerhouse operators and other employees when necessary. Create an awareness of energy efficiency among all employees.
- Operate the boiler (heater) at the lowest steam pressure (or heating fluid temperature) that meets the needs of the production process. To do this, the process, plant and equipment may need to be modified.
- Review whether the type of facility or industry has combustible by-products (e.g. waste hydrogen, oxygen, carbon monoxide, biogas or hydrocarbon streams, or biomass) that could be used as no- or low-cost boiler fuel supplements. Consider using these by-products.
- Add measuring, metering and monitoring equipment to the boiler and heat distribution systems for fuel, steam, heating fluid, condensate and blowdown flows.
- Optimize the location of sensors. Make sure that the sensor and control devices can be easily accessed for control and maintenance.
- Fit controls with locks to prevent tampering and unauthorized adjustment.
- Consider starting a metering and targeting program to better manage the use of thermal energy (and other utilities) throughout the facility.
- Repair, replace or add air vents (e.g. thermostatic air vents).
- Consider recovering heat from blowdown water. To do this, use flash tanks to generate low-pressure steam from the blowdown (and use it in other heating applications, such as the de-aerator). Use the remaining water in the heat exchanger to preheat makeup water.
- Overhaul steam pressure-reducing stations.
- Consider the economics and means of capturing radiation and convection heat from the boiler shell for pre-heating combustion air.
- Relocate the combustion air intake to a spot where the incoming air has the highest possible temperature year-round.
- Upgrade the fuel and air controls.
- Insulate pipes, flanges, fittings and other equipment with efficient insulation at an economic thickness. Add insulation where it is inadequate.
- Review whether the steam and steam condensate recovery network (and heating coils and other steam-using equipment) has proper drainage. This will eliminate water hammer, losses and damage.
- Shut down the steam and condensate branch system when it is not needed.
- Look for opportunities to rationalize and streamline the steam and condensate network. Examine current plant-piping drawings, if available, or walk through the facility. First, ensure that the obsolete, unused or redundant piping can be isolated from the rest of the system. Then remove the unnecessary parts.
- Set up a program for steam trap replacement.

RETROFIT EMOS are energy management actions that are done once at significant cost.

- Review whether possibilities exist in the facility and industry to eliminate or scale down the use of steam and heating fluid. If so, modify or adopt a new technology or production equipment (e.g. replace pasteurization with sterile filtration and filling). Or supplement heat usage with other sources, such as a ground-source heat pump, solar walls or thermal storage.
- Replace obsolete boilers with high-efficiency, low-emissions units fitted with new burner technology and heat recovery options suited to the required demand.
- Upgrade the fuel burner. Consider using fuel direct injection (FDI) technology, for example. A full-time FDI regenerative burner (FFR) reduces NO_x emissions by about 90 percent compared with ordinary regenerative burners. The compact FFR burner allows simplification and downsizing, plus a significant reduction in energy consumption and a short payback.
- Install a turbulator in the firetube boiler.
- Convert the burner from oil to natural gas. (Although this may save more money than energy, it has some operational and environmental advantages.)
- Convert from indirect to direct steam heating, where appropriate.
- Convert from steam to heating fluid heating, where appropriate.
- Install an integrated computerized management system for generating and distributing thermal energy.
- Determine whether a waste product is flared off in the operations (e.g. petrochemical, steel and lime industries). If so, consider using it to preheat boiler combustion air or even to operate a micro-turbine generator.
- Install equipment to recuperate heat on the flue gas system. This includes economizers, combustion air preheaters and flue gas condensers (indirect or direct contact). If already in place, review its efficiency and consider replacing or upgrading it.
- Consider alternate uses for the remaining heat in the flue gas. Use it for space heating, process or drying the product or biomass fuel.
- Consider deploying absorption heat converters (AHC) on the flue gas system.
- Recover heat from waste streams, such as flash steam. Choose from the many options available. Consider incorporating a heat pump into the system to further boost the energy recovery or integrating the new technology of highly efficient compact heat exchangers (CHE) with other processes.
- Consider installing a system for closed-loop pressurized condensate return.
- Hire a qualified contractor to redesign the steam and condensate network to maximize its use. Repipe systems or relocate equipment to shorten pipe lengths.
- If required, consider moving steam generation units (possibly smaller or new) and delivery closer to the steam-using equipment.
- Use the correct pipe size. In heating fluid systems, consider the economics of going to increased pipe diameter versus pumping cost and pressure losses.
- Evaluate the economics of upgrading or adding more insulation. Consider energy cost trends, and consult an unbiased professional. Upgrade insulation cladding.

SAMPLE CHECKLIST FOR AUDITING A BOILER AND HEATER SYSTEM

The following questions will help uncover inefficiencies. Formulate additional questions by the layering technique to get more details.

Management

- Is the use of steam and heating fluid throughout the facility budgeted? Is it monitored? Are there consumption targets?
- If so, are the users of thermal energy accountable for its use? How?
- Are there approved procedures and work instructions governing thermal energy generation, distribution, monitoring and other processes?
- Have employees learned about the significance of energy and utility conservation, and do they use correct practices?
- Are boiler and heater operators involved with the efforts to conserve energy and utilities?
- Are employees aware of how much energy and utilities cost, and how much is being spent for these in the facility? Are they significantly interested in improving the results?
- Is there a system for communicating to employees the results of efforts to conserve energy and utilities?

Heat consumption

- Are there procedures for shutting off thermal energy-using production equipment and auxiliary production equipment when not in use?
- Are the above procedures implemented?
- Is steam or heating fluid produced at temperatures or pressures greater than those required by end-user processes, product, plant or equipment?
- In multiple boiler installations, how is steam demand matched to boiler deployment? How is it done on weekends, during non-production periods and in various seasons?

Fuels

- Can a cheaper alternative source for thermal energy be used?
- Can process by-products be used as an auxiliary fuel or fuel supplement?
- If natural gas is used, have the costs of uninterruptible versus interruptible supply been evaluated?
- Is the boiler fitted with dual capability to use natural gas or fuel oil to take advantage of interruptible gas supply contracts?

Fuel storage

- Are heated oil tanks and associated piping adequately insulated?
- Is the external insulation for the above items watertight?
- Is oil heated at the correct temperature?
- Is solid fuel (e.g. biomass) protected against rain? Is it dried?

Boilers and steam distribution

- Is the flue gas free of combustibles?
- Is the boiler efficiency checked on a regular basis?
- Is a proper method for determining boiler efficiency being used?
- Is the efficiency acceptable for the type of boiler and fuel?
- Is the burner operating in the "zone of maximum combustion efficiency"?
- Are the heat losses of the boiler and system known and quantified?
- Is the flue gas checked for combustibles, carbon monoxide and oxygen content on a regular basis? Is the content within an acceptable range?
- How is the excess combustion air managed? How frequently?
- Can unwanted air get into the boiler and the flue stack?

- What type of air or fuel control is used? How is it maintained?
- What type of equipment is used for controlling and monitoring the system? What instruments are used?
- Where is the combustion air intake located?
- Is the combustion air preheated? If so, how?
- Are the NO_x levels in the flue gas known and monitored? Are they within an acceptable range?
- What are the flue gas temperatures at various boiler loads? Are they monitored?
- Is heat being recovered from flue gas? What type? How efficiently?
- Is there any evidence of soot buildup on the fireside surface of the boiler?
- Is there a program for inspecting and removing soot and scale from heat transfer surfaces of the heater and boiler? From process equipment?
- Is the flame in the combustion chamber bright and clear? Does it fill the combustion chamber without encroaching?
- What is the blowdown rate, and is it at the level recommended by water treatment specialists? Is it based on the content of dissolved solids (DS) in the boiler water? Have the levels of DS content been calibrated to conductivity?
- How is the blowdown rate controlled?
- Is there a system for recovering heat from the blowdown?
- Is there redundant, oversized or undersized steam piping that causes heat losses? Is there an inspection program for it?
- Are steam lines, flanges, valves and condensate lines adequately insulated? Is the insulation dry and protected against water ingress?
- Is steam or condensate leaking?
- Is the makeup water preheated? If so, how?
- Is the condensate return rate adequate? Has it been verified?
- Is the correct type of steam traps for the application being used?
- Is there an adequate maintenance program for inspecting, repairing and replacing steam traps? How many of the traps are faulty?

PEEIC

AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

des systèmes de chauffage

Ressources naturelles Canada
Office de l'efficacité énergétique

Natural Resources Canada
Office of Energy Efficiency

Canada

Amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes de chauffage

Août 2001

Rédigé par :
Paul Dockrill
Frank Friedrich
Programme fédéral des chaudières industrielles
Ressources naturelles Canada
Centre de la technologie de l'énergie de CANMET
1, chemin Haanel
Nepean (Ontario) K1A 1M1

N° de catalogue : M92-229/2001F
ISBN 0-662-86071-3

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada, 2001

This document is also available in English under the title: *Boilers and Heaters: Improving Energy Efficiency*

Il est permis de reproduire cette publication et cette affiche à des fins non commerciales avec mention adéquate des sources.

Produit en partenariat avec :

Ontario

uniongas

ENBRIDGE
Consumers Gas

Imprimé sur papier recyclé

Avant-propos ii

Notions de base sur la combustion et les pertes de chaleur 1

Contrôle d'exploitation des systèmes de chauffage 4

Répercussions de la combustion sur l'environnement 7

À propos des règlements sur la combustion 9

Amélioration de l'efficacité énergétique des systèmes de chauffage 10

Possibilités de gestion de l'énergie – Conseils 17

Annexe : Modèle de liste de contrôle pour la vérification d'un système de chauffage 21

Le présent guide est destiné aux propriétaires et aux opérateurs de systèmes de chauffage désirant améliorer le rendement énergétique de leurs installations. Puisque ces lecteurs ont déjà des notions de base relatives aux procédés de combustion et aux activités qui s'y rapportent, ces concepts et les répercussions de la combustion sur l'environnement, particulièrement les émissions d'oxyde d'azote (NO_x), ne sont que brièvement mentionnés dans cet ouvrage. Pour obtenir plus de précisions à ce sujet, veuillez consulter d'autres sources.

Axé sur des conseils pratiques en vue d'améliorer l'efficacité énergétique des systèmes de chauffage, ce guide vise à encourager le lecteur à réfléchir sur les moyens d'augmenter cette efficacité et de réduire les conséquences environnementales provoquées par la consommation d'énergie, tout en respectant la politique du gouvernement du Canada sur le changement climatique.

UNITÉS DE MESURE

Bien que le Canada utilise officiellement le Système international d'unités (SI) ou système métrique, son principal partenaire commercial, les États-Unis, ne l'emploie pas. Par conséquent, une grande partie du matériel industriel, tels les conduits en acier, est produite en fonction des mesures impériales. En outre, de nombreux codes et normes américains rédigés selon les mesures impériales, comme ceux permettant de déterminer l'efficacité d'une chaudière, ont été adoptés à titre de norme industrielle au Canada. Puisque la plupart des installations thermiques utilisent les unités métriques et impériales pour leur équipement, ce document offre les deux systèmes, en présentant l'unité métrique en premier.

REMERCIEMENTS ET DÉNI DE RESPONSABILITÉ

Ce guide s'inspire du document intitulé *An Energy Efficiency and Environment Primer for Boilers and Heaters*, publié conjointement en l'an 2000 par la Direction des partenariats environnementaux du ministère de l'Environnement de l'Ontario, Union Gas Limited, Enbridge Consumers Gas et l'Office de l'efficacité énergétique (OEE) de Ressources naturelles Canada (RNCan). L'OEE a financé le projet sous l'égide du Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC). L'OEE a également financé cette version condensée du Guide d'introduction (Notions de base) présentant de plus amples renseignements, particulièrement en ce qui a trait aux émissions provoquées par la combustion.

Les idées et les opinions exprimées dans ce guide sont celles des auteurs et ne reflètent pas nécessairement les opinions et les politiques des organismes bailleurs de fonds. Les possibilités génériques qui se trouvent dans le présent guide ne représentent pas des recommandations pour leur mise en œuvre dans un site en particulier. Avant de modifier le matériel ou les méthodes d'exploitation, consulter des professionnels qualifiés et effectuer une évaluation approfondie du site.

SOURCES D'INFORMATION DIVERSE

Ressources naturelles Canada
Office de l'efficacité énergétique
Efficacité énergétique dans le secteur industriel
580, rue Booth, 18e étage
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Téléc. : (613) 947-4121
Site Web : http://oee.rncan.gc.ca

Le Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie (CANMET) produit d'excellentes publications techniques industrielles, dont la plupart traitent de l'efficacité énergétique. Elles comprennent des monographies propres à un secteur d'activités, des rapports de projets et des fiches de renseignements, parmi lesquels on retrouve le *Programme fédéral des chaudières industrielles*. Pour obtenir une liste des publications courantes, communiquer avec :

M. Rudy Lubin
Bureau de l'information technique et de la coordination
Ressources naturelles Canada
Centre de la technologie de l'énergie de CANMET
580, rue Booth, 13e étage
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Tél. : (613) 996-6220
Téléc. : (613) 947-1016
Courriel : rlubin@rncan.gc.ca

Parmi les guides pertinents de la Série de la gestion de l'énergie de RNCan, on retrouve :

- *Isolation thermique des équipements* (no M91-6-001F)
- *Appareillage de chaufferie* (no M91-6-006F)
- *Fours, sécheurs et fours de cuisson* (no M91-6-007F)
- *Réseaux de vapeur et de condensat* (no M91-6-008F)
- *Récupération de la chaleur perdue* (no M91-6-020F)

De même, le document cité précédemment sous le titre *An Energy Efficiency and Environmental Primer for Boilers and Heaters* est une excellente référence. Pour se procurer un exemplaire, communiquer avec :

M. Magella Bouffard
Office de l'efficacité énergétique
Ressources naturelles Canada
580, rue Booth, 18e étage
Ottawa (Ontario) K1A 0E4
Tél. : (613) 996-3799
Téléc. : (613) 947-4121
Courriel : mbouffar@rncan.gc.ca

LES PROCÉDÉS DE COMBUSTION, principaux producteurs d'énergie de notre civilisation par le passé, le sont encore aujourd'hui et le seront toujours dans un proche avenir. Les combustibles fossiles étant brûlés à un rythme toujours croissant, il est essentiel de bien gérer ces procédés afin de préserver l'environnement et d'assurer la viabilité de notre civilisation.

Les mêmes principes de combustion s'appliquent aux chaudières, aux appareils de chauffage et aux autres formes de combustion industrielle, tels les foyers et les chambres de combustion. Dans ce contexte, **le terme « chaudière », tel que cité dans ce document, est interchangeable avec le terme « appareil de chauffage »** (à moins d'indication contraire).

Les combustibles traditionnels se composent essentiellement de deux éléments : carbone et hydrogène. Au cours de la combustion, ils se combinent à l'oxygène pour produire de la chaleur et le pouvoir calorifique provient du contenu en carbone et en hydrogène. Les combustibles non fossiles, comme la biomasse et l'alcool, contiennent également de l'oxygène dans leurs structures moléculaires.

Idéalement, la combustion décompose la structure moléculaire du combustible : le carbone s'oxyde en gaz carbonique (CO_2) et l'hydrogène en vapeur d'eau (H_2O). Toutefois, un procédé incomplet crée des produits indésirables et dangereux. Pour assurer une combustion totale, même les équipements modernes aux nombreuses caractéristiques doivent fonctionner avec un excès d'air. Autrement dit, afin d'obtenir une combustion totale, il faut faire passer plus d'air (ayant environ 21 p. 100 d'oxygène par volume) par le brûleur qu'il n'est nécessaire du point de vue chimique. Cet excès d'air accélère le mélange air-combustible.

D'une part, au cours de ce procédé, il est certain que la presque totalité du combustible reçoit l'oxygène nécessaire pour être brûlé avant qu'il ne se refroidisse à des températures inférieures à la combustion à cause d'un contact aux surfaces d'échange thermique. Cela empêche également tout résidu de combustion d'exploser à l'intérieur de la chaudière.

D'autre part, l'excès d'air gaspille l'énergie en propageant la chaleur dans le carneau. Il existe une distinction subtile entre l'efficacité énergétique et la sécurité quand il s'agit de fournir le moins d'air possible au brûleur. Ainsi, les propriétaires et les opérateurs de chaudières voudront savoir si leurs activités sont rentables. L'objectif étant d'améliorer l'efficacité énergétique des chaudières, il serait utile d'examiner les causes de pertes thermiques dans le fonctionnement d'une chaudière.

LES PERTES DE CHALEUR d'une chaudière sont bien décrites par l'American Society of Mechanical Engineers (ASME) dans son rigoureux code d'essai de puissance PTC4.1 (1973). Ce code s'applique à toute catégorie de combustible utilisé, mais la plupart des systèmes de chauffage au Canada fonctionnent au gaz naturel ou au mazout et de nombreuses pertes répertoriées dans le code ne s'y appliquent pas. D'autres systèmes sont suffisamment petits pour que leurs pertes figurent sous une catégorie « non comptabilisée », pour laquelle on ne peut que présumer une valeur. Une méthode simplifiée pour quantifier l'efficacité d'une chaudière est utilisée selon cette équation :

% d'efficacité (E) = (sortie ÷ entrée) × 100,
où : sortie = entrée − pertes

Autrement,

% d'efficacité (E) = 100 − pertes
où les pertes peuvent être calculées selon le code d'essai de puissance de l'ASME

Comme ce code utilise les mesures impériales, il est nécessaire de convertir les températures en degrés Fahrenheit (°F) et les unités thermiques en Btu par livre. Cette conversion est réalisable selon la formule de conversion suivante :

°F = (1,8 × °C) + 32
Btu/lb = 0,4299 × kJ/kg

Les quatre principales catégories de pertes de chaleur suivantes s'appliquent aux systèmes de chauffage alimentés au gaz naturel ou au mazout.

Perte de gaz de carneau (PGC)

La chaleur se perd dans les produits de combustion « secs » qui ne propagent que la chaleur sensible étant donné qu'il n'y a eu aucun changement d'état. Ces produits sont le gaz carbonique (CO_2), le monoxyde de carbone (CO), l'oxygène (O_2), l'azote (N_2) et le dioxyde de soufre (SO_2). En général, le SO_2 et le CO ne figurent que dans des concentrations correspondant à des parties par million dont on peut ne pas tenir compte, du point de vue perte thermique. Calculer la perte de gaz de carneau (PGC) selon la formule suivante :

PGC = [24 × GS × (TGC − TAC)] ÷ PCS, où :

GS (gaz sec) (lb/lb comb.) = (11 CO_2 + 8 O_2 + 7 N_2) × (C + 0,375 S) ÷ 3 CO_2
TGC = Température des gaz de carneau, °F
TAC = Température de l'air comburant, °F
PCS = Pouvoir calorifique supérieur, Btu/lb
CO_2 et O_2 = pourcentage par volume dans les gaz de carneau
N_2 = 100 − CO_2 − O_2
C et S = fraction de poids dans l'analyse du combustible

La réduction de l'excès d'air au minimum permet de diminuer les pertes de gaz de carneau.

Perte causée par l'humidité provenant de la combustion d'hydrogène (PH)

L'hydrogène contenu dans le combustible quitte la chaudière sous forme de vapeur d'eau, entraînant l'enthalpie, ou la chaleur totale, correspondant à ses conditions de température et de pression. La pression de la vapeur est très faible, mais sa température de carneau est élevée et la plus grande partie de son enthalpie se situe dans la chaleur de vaporisation. L'importance de la perte est d'environ 11 p. 100, dans le cas du gaz naturel, et de 7 p. 100, dans le cas du mazout. Calculer la perte (PH) comme suit :

PH (%) = [900 × H_2 × (hg − hf)] ÷ PCS, où :

H_2 = fraction du poids d'hydrogène dans l'analyse du combustible
hg = 1 055 + (0,467 + TGC), Btu/lb
hf = TAC − 32, Btu/lb

Où hg est de l'hydrogène gazeux et hf de l'hydrogène utilisé comme carburant.

Seul un échangeur de chaleur à condensation réduira cette perte de manière importante.

Perte de chaleur par rayonnement ou convection (PR)

Cette perte provient des surfaces externes d'une chaudière en marche. La perte est constante pour toute chaudière utilisée à une température de fonctionnement. Exprimée selon le pourcentage du rendement thermique d'une chaudière, la perte augmente à mesure que le rendement diminue. Ainsi, faire fonctionner la chaudière à pleine charge permet de réduire le pourcentage de perte. Comme l'étendue de la surface d'une chaudière se rapporte à sa masse, la perte relative d'une grosse chaudière est inférieure à la perte d'une chaudière plus petite.

M121

IMPORTANT NOTE CONCERNING THE FOLLOWING PAGES

THE PAGES WHICH FOLLOW HAVE BEEN FILMED TWICE IN ORDER TO OBTAIN THE BEST REPRODUCTIVE QUALITY

USERS SHOULD CONSULT ALL THE PAGES REPRODUCED ON THE FICHE IN ORDER TO OBTAIN A COMPLETE READING OF THE TEXT.

REMARQUE IMPORTANTE CONCERNANT LES PAGES QUI SUIVENT

LES PAGES SUIVANTES ONT ÉTÉ REPRODUITES EN DOUBLE AFIN D'AMÉLIORER LA QUALITÉ DE REPRODUCTION

LES UTILISATEURS DOIVENT CONSULTER TOUTES LES PAGES REPRODUITES SUR LA FICHE AFIN D'OBTENIR LA LECTURE DU TEXTE INTÉGRAL

micromedia
a division of IHS Canada

20 Victoria Street
Toronto, Ontario M5C 2N8
Tel.: (416) 362-5211
Toll Free: 1-800-387-2689
Fax: (416) 362-6161
Email: info@micromedia.on.ca

Plutôt que de faire des calculs complexes, déterminer la perte par rayonnemnent et convection à l'aide d'un tableau étalon qu'on peut se procurer auprès de la American Boiler Manufacturers Association (ABMA).

Pertes non comptabilisées (PNC)

Pour les motifs mentionnés précédemment, utiliser une valeur de perte présumée de 0,1 p. 100 pour les chaudières alimentées au gaz naturel et de 0,2 p. 100 pour les chaudières alimentées au mazout.

Calculer ensuite l'efficacité comme suit :

Efficacité (E) % = 100 − PGC − PH − PR − PNC, où :

PGC = Perte de gaz de carneau
PH = Perte causée par l'humidité provenant de la combustion d'hydrogène
PR = Perte de chaleur par rayonnement ou convection
PNC = Pertes non comptabilisées

Commencer tout programme de gestion de l'énergie pour un système de chauffage par l'évaluation de son niveau d'efficacité actuel. Observer ensuite périodiquement son rendement pour évaluer l'effet des mesures prises pour économiser l'énergie et fixer des objectifs d'amélioration.

Le moyen le plus simple pour calculer l'efficacité combustible-vapeur est la méthode directe de calcul (**consulter le tableau 1**), au moyen des données de génération de vapeur et de consommation de combustible provenant des journaux d'exploitation. Toutefois, cette méthode pourrait ne pas être aussi précise que la méthode indirecte en raison des erreurs dans le mesurage du débit du combustible et de celui de la vapeur.

Tableau 1. Méthode directe pour calculer l'efficacité d'un système de chauffage

1. Mesurer le débit de vapeur par kg (ou lb) pendant une période donnée, par exemple une heure. Si possible, utiliser les relevés d'un intégrateur-vapeur et corriger la pression de sortie ou utiliser l'intégrateur d'eau d'alimentation qui, dans la plupart des cas, ne nécessitera pas une correction de pression.
2. Mesurer le débit du combustible pendant la même période donnée. Utiliser un intégrateur de gaz ou de mazout, ou déterminer la masse du combustible solide utilisé.
3. Convertir le débit de vapeur, d'eau d'alimentation et de combustible à des unités énergétiques identiques, par exemple Btu/lb ou kJ/kg.
4. Calculer l'efficacité à l'aide de l'équation suivante :
   Efficacité = 100 x (énergie de la vapeur − énergie d'eau d'alimentation) ÷ énergie du combustible

Plutôt que de faire des calculs complexes, déterminer la perte par rayonnemnent et convection à l'aide d'un tableau étalon qu'on peut se procurer auprès de la American Boiler Manufacturers Association (ABMA).

Pertes non comptabilisées (PNC)

Pour les motifs mentionnés précédemment, utiliser une valeur de perte présumée de 0,1 p. 100 pour les chaudières alimentées au gaz naturel et de 0,2 p. 100 pour les chaudières alimentées au mazout.

Calculer ensuite l'efficacité comme suit :

Efficacité (E) % = 100 − PGC − PH − PR − PNC, où :

PGC = Perte de gaz de carneau
PH = Perte causée par l'humidité provenant de la combustion d'hydrogène
PR = Perte de chaleur par rayonnement ou convection
PNC = Pertes non comptabilisées

Commencer tout programme de gestion de l'énergie pour un système de chauffage par l'évaluation de son niveau d'efficacité actuel. Observer ensuite périodiquement son rendement pour évaluer l'effet des mesures prises pour économiser l'énergie et fixer des objectifs d'amélioration.

Le moyen le plus simple pour calculer l'efficacité combustible-vapeur est la méthode directe de calcul (**consulter le tableau 1**), au moyen des données de génération de vapeur et de consommation de combustible provenant des journaux d'exploitation. Toutefois, cette méthode pourrait ne pas être aussi précise que la méthode indirecte en raison des erreurs dans le mesurage du débit du combustible et de celui de la vapeur.

Tableau 1. Méthode directe pour calculer l'efficacité d'un système de chauffage

1. Mesurer le débit de vapeur par kg (ou lb) pendant une période donnée, par exemple une heure. Si possible, utiliser les relevés d'un intégrateur-vapeur et corriger la pression de sortie ou utiliser l'intégrateur d'eau d'alimentation qui, dans la plupart des cas, ne nécessitera pas une correction de pression.
2. Mesurer le débit du combustible pendant la même période donnée. Utiliser un intégrateur de gaz ou de mazout, ou déterminer la masse du combustible solide utilisé.
3. Convertir le débit de vapeur, d'eau d'alimentation et de combustible à des unités énergétiques identiques, par exemple Btu/lb ou kJ/kg.
4. Calculer l'efficacité à l'aide de l'équation suivante :
   Efficacité = 100 x (énergie de la vapeur − énergie d'eau d'alimentation) ÷ énergie du combustible

4

Dans ce guide, on a précédemment expliqué pourquoi il faut faire fonctionner une chaudière avec plus d'air qu'il n'est théoriquement nécessaire pour brûler tout le combustible. Les commandes d'un brûleur sont donc toujours réglées pour fournir une certaine quantité d'air en excès, toutes conditions de fonctionnement considérées, soit en général, de 2 à 5 p. 100 d'oxygène dans les gaz de carneau. Le guide a également souligné que l'air en excès provoque une perte de chaleur lorsqu'il pénètre dans le système de combustion à la température ambiante et en sort à la température des gaz de carneau. Par conséquent, une réduction de la teneur en oxygène dans les gaz de carneau diminuera la perte thermique.

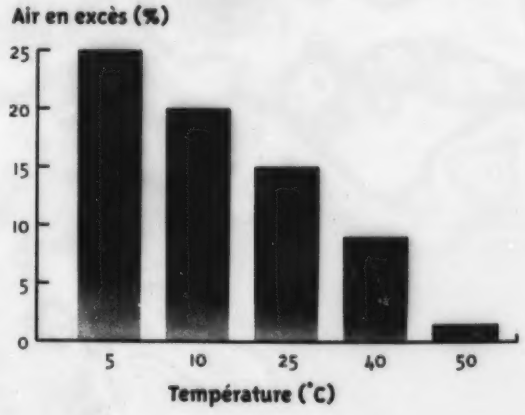
En général, la réduction de l'oxygène dans les gaz de carneau de un point de pourcentage (par exemple, de 5 à 4 p. 100), entraîne une augmentation de l'efficacité d'une chaudière de 2,5 p. 100.

Le contrôle de l'air en excès est l'outil le plus important pour ce qui est de la gestion de l'efficacité énergétique et des émissions atmosphériques d'une chaudière.

Il est important de se rappeler que le rapport air-combustible est établi en fonction de la masse et non du volume. Il faut donc contrôler la masse d'air fournie à la masse du combustible utilisé (par exemple, kilogramme par kilogramme). La densité de l'air et des combustibles gazeux change selon la température et la pression, et il faut en tenir compte dans le contrôle du rapport air-combustible. Par exemple, si la pression est stable, la masse d'air circulant dans un conduit diminue à mesure que la température augmente. En conséquence, on devrait pouvoir changer les commandes en fonction des variations de température saisonnières et idéalement, des écarts entre le jour et la nuit également (surtout au printemps et à l'automne, lorsque les températures journalières varient considérablement). Comme l'indique la **figure 1**, l'effet de la température de l'air sur l'excès d'air dans les gaz de carneau peut être impressionnant.

Dans le même ordre d'idées, la masse de gaz naturel circulant dans un tuyau chutera si la pression dans le tuyau d'alimentation diminue. Cela pourrait se produire lorsque le débit du combustible vers une deuxième chaudière augmente. Le débit constant des combustibles liquides, bien que moins influencé par la température, dépend quand même d'une pression d'alimentation stable vers une soupape conservant une position constante. Si la pression augmente (par exemple, lorsqu'une deuxième pompe est mise en marche), le débit du mazout, à une position de soupape déterminée, augmentera en conséquence.

Figure 1. Effets de la température de l'air sur le niveau de l'air en excès



Les écarts de pression et de température peuvent être corrigés par des systèmes perfectionnés de régulation d'air et de combustible, lesquels sont souvent onéreux. Pour éviter une telle dépense, on a souvent recours à des systèmes plus simples, moins précis et réglés à des marges plus grandes d'excès d'air en vue d'éviter un manque d'air. Ces systèmes ne peuvent pas assurer un fonctionnement continu optimal. En raison de pertes de chaleur plus élevées (c'est-à-dire des rendements énergétiques moindres) associées aux systèmes de contrôle moins perfectionnés, il serait profitable d'évaluer l'intérêt à investir dans un système de contrôle haut de gamme.

En ce qui concerne l'équipement de combustion actuellement en place, le principal moyen pour maximiser l'efficacité des systèmes de chauffage consiste à mesurer l'excès d'air et à le réduire au minimum. Optimiser l'air en excès (désigné également sous le terme de « régulation d'oxygène ») signifie régler la circulation d'air dans le brûleur pour qu'elle corresponde au débit du combustible. Les réglages d'un brûleur, étalonnés à l'origine au cours de sa mise en service, devraient être examinés périodiquement. Le monoxyde de carbone (CO) est un indicateur sensible de combustion incomplète dont les concentrations devraient se situer entre zéro et peut-être 50 parties par million (ppm) par volume, au lieu de correspondre à la limite environnementale habituelle de 400 ppm. Chaque chaufferie devrait être équipée d'analyseurs étalonnés avec précision pour mesurer l'oxygène, le monoxyde de carbone et les oxydes d'azote (NO_x).

Une brève description des genres de dispositifs de régulation d'air et de combustible pouvant servir d'idées d'améliorations est présentée ci-après par ordre croissant de qualité et de coût.

Commandes marche-arrêt et à deux intensités

L'utilisation des commandes marche-arrêt et à deux intensités ne convient qu'aux procédés tolérant des cycles de température et de pression, tels les appareils de chauffage.

Commandes à faux-essieu mécanique

La plus simple des catégories de régulation de brûleur à action proportionnelle est utilisée dans les petits brûleurs, où on ne peut justifier le coût de systèmes plus complexes. Ces commandes ne peuvent pas mesurer la circulation d'air ni le débit de combustible. Le jeu dans le faux-essieu et les articulations nécessite des réglages à excès d'air plus élevés que nécessaire pour garantir un fonctionnement sûr, peu importe les conditions. La plage de régulation d'oxygène (correction d'oxygène) est limitée. La réponse de commande doit être très lente pour permettre au brûleur d'atteindre un état stable avant que la correction d'oxygène agisse.

Commandes parallèles

Des circuits séparés dans des commandes parallèles permettent de régler le débit du combustible et la circulation d'air grâce à la commande d'un régulateur central. L'opérateur peut régler le débit et la circulation séparément et neutraliser les réglages automatiques qui sont généralement appliqués à des chaudières plus anciennes de taille moyenne et munies de commandes pneumatiques. Leur rendement et leur sécurité de fonctionnement peuvent être améliorés par l'ajout d'avertisseurs signalant si la position d'une commande a changé ou si un étalonnage a disparu. De plus, un régulateur supplémentaire pourrait être ajouté pour la correction d'oxygène. Les inconvénients des commandes parallèles sont similaires à ceux des commandes à faux-essieu mécanique.

Commande de limite croisée

Habituellement installée sur des chaudières plus grosses, la commande de limite croisée peut permettre de détecter et de compenser certains facteurs influençant le rapport optimal air-combustible. Cette commande mesure la circulation d'air et le débit du combustible, et règle la circulation d'air pour maintenir la valeur optimale établie pendant les essais d'étalonnage. La composition des gaz de carneau peut être surveillée et employée pour le réglage de l'air. Le fonctionnement des chaudières est plus sûr lorsque la quantité d'air qui y circule ne chute pas au-dessous du minimum nécessaire pour brûler le combustible présent, et lorsque le débit de combustible n'augmente pas au-delà du seuil auquel la circulation d'air lui permet de brûler. La correction d'oxygène est possible mais sa plage de réglage est limitée. Cette mesure doit également être effectuée assez lentement pour permettre aux commandes principales d'atteindre l'équilibre recherché.

Régulation automatique de l'air en excès (correction d'oxygène)

Le coût élevé d'un analyseur d'oxygène et de son installation restreint l'utilisation de la correction d'oxygène aux grosses chaudières consommant du combustible pour une valeur annuelle allant de 100 000 à 1 million de dollars. En utilisant l'analyseur d'oxygène, on augmente l'efficacité énergétique de 1 à 2 p. 100. Dans le cas des très grosses chaudières, où des gains énergétiques de 0,1 p. 100 se traduisent par d'importantes économies annuelles, on peut aussi habituellement mesurer le monoxyde de carbone.

M121

IMPORTANT NOTE CONCERNING THE FOLLOWING PAGES

THE PAGES WHICH FOLLOW HAVE BEEN FILMED TWICE IN ORDER TO OBTAIN THE BEST REPRODUCTIVE QUALITY

USERS SHOULD CONSULT ALL THE PAGES REPRODUCED ON THE FICHE IN ORDER TO OBTAIN A COMPLETE READING OF THE TEXT.

REMARQUE IMPORTANTE CONCERNANT LES PAGES QUI SUIVENT

LES PAGES SUIVANTES ONT ÉTÉ REPRODUITES EN DOUBLE AFIN D'AMÉLIORER LA QUALITÉ DE REPRODUCTION

LES UTILISATEURS DOIVENT CONSULTER TOUTES LES PAGES REPRODUITES SUR LA FICHE AFIN D'OBTENIR LA LECTURE DU TEXTE INTÉGRAL

micromedia
a division of IHS Canada

20 Victoria Street
Toronto, Ontario M5C 2N8
Tel.: (416) 362-5211
Toll Free: 1-800-387-2689
Fax: (416) 362-6161
Email: info@micromedia.on.ca

Au cours des dernières années, les effets négatifs de la combustion sur l'environnement, notamment les émissions de gaz à effet de serre (GES), qui contribuent au réchauffement de la planète, ont beaucoup retenu l'attention. Le Protocole de Kyoto (1997) traite de cette question et le Canada, qui en est signataire, s'est engagé à réduire, entre 2008 et 2012, ces émissions de 6 p. 100 par rapport aux niveaux de 1990. Le changement climatique provoqué par le réchauffement de la planète représente l'un des plus grands défis que doivent relever non seulement le Canada mais le monde entier. Une meilleure gestion des procédés de combustion ainsi qu'une production et une consommation d'énergie plus efficaces sont deux des stratégies clés pour réduire les émissions atmosphériques. C'est donc pour cette raison que ce guide est publié en parallèle avec la politique du Canada en matière de changement climatique en tant qu'outil de mise en œuvre.

Au Canada, la collaboration des propriétaires et des opérateurs d'équipement de combustion est indispensable pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES et des pluies acides. Le présent guide ne décrit que brièvement les émissions; pour obtenir une liste de quelques émissions engendrées par les systèmes de combustion et de leurs effets, voir le **tableau 2.** Pour de plus amples renseignements à ce sujet, consulter le document intitulé *An Energy Efficiency and Environment Primer for Boilers and Heaters.*

Tableau 2. Émissions engendrées par les systèmes de combustion et leurs effets

ÉMISSION	SOURCE	EFFET	POTENTIEL DES GES LIÉS AU CO_2
CO_2 (gaz carbonique)	Combustion complète du carbone contenu dans le combustible	Réchauffement de la planète	1
CO (monoxyde de carbone)	Combustion incomplète du carbone contenu dans le combustible	Smog	
SO_2 (dioxyde de soufre)	Combustion du soufre contenu dans le combustible	Smog, pluie acide	
NO_X (oxydes d'azote)	Sous-produit de la plupart des procédés de combustion	Pluie acide	
N_2O (oxyde nitreux)	Sous-produit de certains procédés de combustion	Réchauffement de la planète	310
COV (composés organiques volatils)	Fuite et évaporation de combustibles liquides (engendrés p. ex. par les véhicules, les réservoirs de carburant, les pompes à carburant, les raffineries et les solvants des peintures)	Smog	
CH_4 (méthane)	Composé principal du gaz naturel; fuite des puits de gaz, des canalisations et des réseaux de distribution	Réchauffement de la planète	21
H_2O (vapeur d'eau)	Combustion de l'hydrogène contenu dans le combustible	Brouillard localisé	
Particules (poussière, suie, fumées)	Carbone et hydrocarbures non brûlés ou brûlés partiellement; cendres et saletés contenues dans le combustible	Smog	
Éléments traces	Impuretés dans le combustible	Agents carcinogènes potentiels	
Composés halogénés	Composés de combustible ou d'air comburant contenant des halogènes (chlore, fluor, brome et iode)	Agents carcinogènes potentiels, réchauffement de la planète	Jusqu'à 24 000

Au cours des dernières années, les effets négatifs de la combustion sur l'environnement, notamment les émissions de gaz à effet de serre (GES), qui contribuent au réchauffement de la planète, ont beaucoup retenu l'attention. Le Protocole de Kyoto (1997) traite de cette question et le Canada, qui en est signataire, s'est engagé à réduire, entre 2008 et 2012, ces émissions de 6 p. 100 par rapport aux niveaux de 1990. Le changement climatique provoqué par le réchauffement de la planète représente l'un des plus grands défis que doivent relever non seulement le Canada mais le monde entier. Une meilleure gestion des procédés de combustion ainsi qu'une production et une consommation d'énergie plus efficaces sont deux des stratégies clés pour réduire les émissions atmosphériques. C'est donc pour cette raison que ce guide est publié en parallèle avec la politique du Canada en matière de changement climatique en tant qu'outil de mise en œuvre.

Au Canada, la collaboration des propriétaires et des opérateurs d'équipement de combustion est indispensable pour atteindre l'objectif de réduction des émissions de GES et des pluies acides. Le présent guide ne décrit que brièvement les émissions; pour obtenir une liste de quelques émissions engendrées par les systèmes de combustion et de leurs effets, voir le **tableau 2**. Pour de plus amples renseignements à ce sujet, consulter le document intitulé *An Energy Efficiency and Environment Primer for Boilers and Heaters.*

Tableau 2. Émissions engendrées par les systèmes de combustion et leurs effets

ÉMISSION	SOURCE	EFFET	POTENTIEL DES GES LIÉS AU CO_2
CO_2 (gaz carbonique)	Combustion complète du carbone contenu dans le combustible	Réchauffement de la planète	1
CO (monoxyde de carbone)	Combustion incomplète du carbone contenu dans le combustible	Smog	
SO_2 (dioxyde de soufre)	Combustion du soufre contenu dans le combustible	Smog, pluie acide	
NO_X (oxydes d'azote)	Sous-produit de la plupart des procédés de combustion	Pluie acide	
N_2O (oxyde nitreux)	Sous-produit de certains procédés de combustion	Réchauffement de la planète	310
COV (composés organiques volatils)	Fuite et évaporation de combustibles liquides (engendrés p. ex. par les véhicules, les réservoirs de carburant, les pompes à carburant, les raffineries et les solvants des peintures)	Smog	
CH_4 (méthane)	Composé principal du gaz naturel; fuite des puits de gaz, des canalisations et des réseaux de distribution	Réchauffement de la planète	21
H_2O (vapeur d'eau)	Combustion de l'hydrogène contenu dans le combustible	Brouillard localisé	
Particules (poussière, suie, fumées)	Carbone et hydrocarbures non brûlés ou brûlés partiellement; cendres et saletés contenues dans le combustible	Smog	
Éléments traces	Impuretés dans le combustible	Agents carcinogènes potentiels	
Composés halogénés	Composés de combustible ou d'air comburant contenant des halogènes (chlore, fluor, brome et iode)	Agents carcinogènes potentiels, réchauffement de la planète	Jusqu'à 24 000

Tableau 3. Directives du CCME* sur les émissions de NO_x pour les systèmes de chauffage neufs

CAPACITÉ D'ALIMENTATION	LIMITE D'ÉMISSION DE NO_x, g/GJ** ET PPM (À 3 % O_2)***	
	10,5 À 105 GJ/h (10 À 100 MILLIONS Btu/h)	SUPÉRIEURE À 105 GJ/h (>100 MILLIONS Btu/h)
Gaz naturel	26 (49,6)	40 (76,3)
Mazout distillé	40 (72,3)	50 (90,4)
Huiles résiduelles contenant moins de 0,35 % d'azote	90 (162,7)	90 (162,7)
Huiles résiduelles contenant au moins 0,35 % d'azote	110 (198,9)	125 (226,0)

* Le Conseil canadien des ministres de l'environnement
** g/GJ = grammes de NO_x émis par gigajoule d'alimentation en combustible
*** ppm = parties par million par volume, corrigées à 3 % O_2 dans les gaz de carneau (10 000 ppm = 1 %)

Pour corriger les ppm de NO_x à 3 % O_2 : NO_x à 3 % O_2 = [NO_x mesuré x 17,9] ÷ [20,9 - O_2], où O_2 est l'oxygène mesuré dans les gaz de carneau, base sèche

Pour convertir les ppm NO_x à 3 % O_2 à g/GJ : pour le gaz naturel, g/GJ = ppm ÷ 1,907; pour le mazout, g/GJ = ppm ÷ 1,808

Tableau 4. Émissions courantes de NO_x sans équipement de contrôle de NO_x

TYPE DE COMBUSTIBLE ET DE CHAUDIÈRE		ÉMISSIONS COURANTES DE NO_x (PPM À 3 % O_2)
Gaz naturel	• Tube de fumée	75-115
	• Tube d'eau préfabriqué	40-90
	• Tube d'eau sur le site	45-105
Huile n° 2	• Tube de fumées	70-140
	• Tube d'eau préfabriqué	90-150
	• Tube d'eau sur le site	40-115
Huile n° 4	• Tube d'eau préfabriqué	160-310
	• Tube d'eau sur le site	140-190
Huile n° 6	• Tube d'eau préfabriqué	200-360
	• Tube d'eau sur le site	190-330

Bien que les autres GES, installation pour installation, aient des effets plus puissants que le CO_2, ce dernier demeure le gaz à effet de serre le plus important en raison de son volume. En 1997, il représentait les trois quarts des émissions totales du Canada. La plus grande partie des émissions de CO_2 sont générées par la consommation de combustibles à des fins domestiques, industrielles, de transport ou de production d'électricité. C'est pour cette raison que l'application de mesures d'efficacité énergétique visant la diminution de la consommation de combustibles est essentielle pour réduire les émissions de CO_2.

Les consommateurs de combustibles doivent relever deux défis. L'un est d'ordre économique : obtenir le meilleur rapport qualité-prix; l'autre concerne l'environnement : maintenir les émissions faibles, c'est-à-dire du moins dans les limites prescrites par les règlements. Heureusement, les éléments qui favorisent le premier objectif s'appliquent également au second.

On autorise des limites moins sévères pour l'équipement dont l'efficacité supérieure à la normale a été démontrée et qui, par conséquent, consomme moins de combustible. Les provinces et les territoires sont responsables de la mise en application des limites et peuvent en imposer de plus strictes. Ils ont également la responsabilité de déterminer dans quelle mesure les directives s'appliquent aux systèmes de chauffage modifiés ou remis en état.

Les émissions de dioxyde de soufre (SO_2) et d'oxydes d'azote (NO_x) contribuent aux pluies acides et par conséquent, posent également un problème. Le contrôle des émissions de SO_2 s'effectue en limitant la concentration en soufre admise dans le combustible, mais la réduction des émissions de NO_x est possible en modifiant le processus de combustion. On peut trouver les directives concernant les systèmes de chauffage neufs dans le **tableau 3**, et une description des stratégies permettant de respecter les règlements relatifs aux émissions de NO_x dans le document intitulé *An Energy Efficiency and Environmental Primer for Boilers and Heaters.*

Tableau 3. Directives du CCME* sur les émissions de NO_x pour les systèmes de chauffage neufs

CAPACITÉ D'ALIMENTATION	LIMITE D'ÉMISSION DE NO_x, g/GJ** ET PPM (À 3 % O_2)***	
	10,5 À 105 GJ/h (10 À 100 MILLIONS Btu/h)	SUPÉRIEURE À 105 GJ/h (>100 MILLIONS Btu/h)
Gaz naturel	26 (49,6)	40 (76,3)
Mazout distillé	40 (72,3)	50 (90,4)
Huiles résiduelles contenant moins de 0,35 % d'azote	90 (162,7)	90 (162,7)
Huiles résiduelles contenant au moins 0,35 % d'azote	110 (198,9)	125 (226,0)

* Le Conseil canadien des ministres de l'environnement
** g/GJ = grammes de NO_x émis par gigajoule d'alimentation en combustible
*** ppm = parties par million par volume, corrigées à 3 % O_2 dans les gaz de carneau (10 000 ppm = 1 %)

Pour corriger les ppm de NO_x à 3 % O_2 : NO_x à 3 % O_2 = [NO_x mesuré x 17,9] ÷ [20,9 - O_2], où O_2 est l'oxygène mesuré dans les gaz de carneau, base sèche

Pour convertir les ppm NO_x à 3 % O_2 à g/GJ : pour le gaz naturel, g/GJ = ppm ÷ 1,907; pour le mazout, g/GJ = ppm ÷ 1,808

Tableau 4. Émissions courantes de NO_x sans équipement de contrôle de NO_x

TYPE DE COMBUSTIBLE ET DE CHAUDIÈRE		ÉMISSIONS COURANTES DE NO_x (PPM À 3 % O_2)
Gaz naturel	• Tube de fumée	75-115
	• Tube d'eau préfabriqué	40-90
	• Tube d'eau sur le site	45-105
Huile n° 2	• Tube de fumées	70-140
	• Tube d'eau préfabriqué	90-150
	• Tube d'eau sur le site	40-115
Huile n° 4	• Tube d'eau préfabriqué	160-310
	• Tube d'eau sur le site	140-190
Huile n° 6	• Tube d'eau préfabriqué	200-360
	• Tube d'eau sur le site	190-330

Bien que les autres GES, installation pour installation, aient des effets plus puissants que le CO_2, ce dernier demeure le gaz à effet de serre le plus important en raison de son volume. En 1997, il représentait les trois quarts des émissions totales du Canada. La plus grande partie des émissions de CO_2 sont générées par la consommation de combustibles à des fins domestiques, industrielles, de transport ou de production d'électricité. C'est pour cette raison que l'application de mesures d'efficacité énergétique visant la diminution de la consommation de combustibles est essentielle pour réduire les émissions de CO_2.

Les consommateurs de combustibles doivent relever deux défis. L'un est d'ordre économique : obtenir le meilleur rapport qualité-prix; l'autre concerne l'environnement : maintenir les émissions faibles, c'est-à-dire du moins dans les limites prescrites par les règlements. Heureusement, les éléments qui favorisent le premier objectif s'appliquent également au second.

On autorise des limites moins sévères pour l'équipement dont l'efficacité supérieure à la normale a été démontrée et qui, par conséquent, consomme moins de combustible. Les provinces et les territoires sont responsables de la mise en application des limites et peuvent en imposer de plus strictes. Ils ont également la responsabilité de déterminer dans quelle mesure les directives s'appliquent aux systèmes de chauffage modifiés ou remis en état.

Les émissions de dioxyde de soufre (SO_2) et d'oxydes d'azote (NO_x) contribuent aux pluies acides et par conséquent, posent également un problème. Le contrôle des émissions de SO_2 s'effectue en limitant la concentration en soufre admise dans le combustible, mais la réduction des émissions de NO_x est possible en modifiant le processus de combustion. On peut trouver les directives concernant les systèmes de chauffage neufs dans le **tableau 3**, et une description des stratégies permettant de respecter les règlements relatifs aux émissions de NO_x dans le document intitulé *An Energy Efficiency and Environmental Primer for Boilers and Heaters.*

En mars 1998, Le Conseil canadien des ministres de l'environnement (CCME) a publié le document intitulé *Ligne directrice nationale sur les émissions des chaudières commerciales et industrielles et des fours* qui s'applique aux systèmes de chauffage **neufs** alimentés principalement au gaz naturel, au mazout distillé ou à l'huile résiduelle. Toutefois, cela ne s'applique pas aux chaudières de secours, soit celles qui fonctionnent moins de 500 heures par an. Les systèmes de chauffage existants n'ont pas à être conformes aux directives présentées dans ledit document. Si une chaudière ou un appareil de chauffage est remis en état, le CCME suggère l'application des directives dans les cas suivants :

a) Le coût de la remise en état du système de chauffage est supérieur à 50 p. 100 du total des coûts réels établis;

b) Les travaux de remise en état comprennent le remplacement d'un brûleur et les coûts dépassent 12,5 p. 100 du total des coûts réels établis.

Dans les directives, une des nombreuses exceptions s'applique aux systèmes de chauffage dont la capacité d'alimentation est inférieure à 10,5 GJ/h (10 millions Btu/h). Il faut se rappeler que les crédits relatifs aux émissions sont autorisés en cas d'amélioration de l'efficacité énergétique (par exemple de la consommation du combustible et de la récupération de chaleur).

Les provinces et les territoires peuvent incorporer les directives dans leur législation sur l'environnement. On peut se procurer les règlements applicables dans les provinces et les territoires auprès des ministères de l'environnement. Pour obtenir le texte complet des directives, communiquer avec le CCME :

Documents du CCME
a/s Direction des publications officielles
du Manitoba
200, rue Vaughan
Winnipeg (Manitoba) R3C 1T5
Tél. : (204) 945-4664
Téléc. : (204) 945-7172

Figure 2. Programme d'amélioration de l'efficacité des chaudières

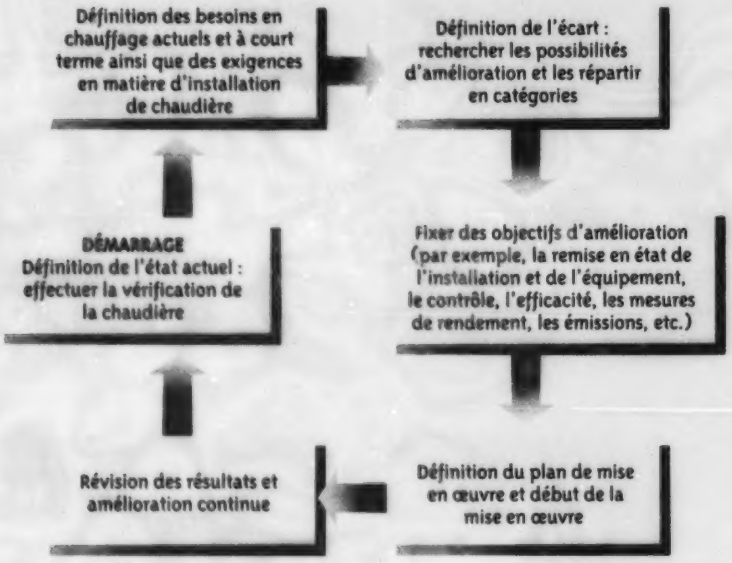


Figure 3. Équilibre énergétique type d'une chaudière ou d'un système de chauffage (avant les améliorations)

Une approche systématique d'amélioration de l'efficacité énergétique des chaudières, plutôt que des améliorations faites sans méthodes, comprend quelques étapes simplifiées telles qu'elles sont présentées dans la **figure 2.**

Une vérification de la chaudière (voir la liste de contrôle simplifiée pour la vérification à l'annexe) permettra probablement de déceler les pertes et les inefficacités énergétiques. L'objectif d'une gestion de l'énergie adéquate est de minimiser ces anomalies et les résultats peuvent être importants tant en ce qui concerne les économies que les émissions.

La **figure 3** donne un aperçu pratique des éléments qui doivent être visés par les activités de conservation de l'énergie. Toutefois, quelle que soit l'importance de l'exploitation économique et efficace d'une chaudière, il ne faut pas se contenter d'examiner ce seul point. Si l'objectif est de réaliser des économies et d'améliorer la récupération d'énergie, il est nécessaire de vérifier les éléments suivants :

- Les besoins en chauffage et les aspects de l'efficacité énergétique des procédés, des produits et des pièces d'équipement consommant de la chaleur;
- Les systèmes de distribution de chaleur (tels que la vapeur et le condensat).

La réduction des pertes de chaleur et d'énergie d'une chaudière peut être réalisée grâce à plusieurs méthodes dont certaines comme la production combinée de chaleur et d'électricité (cogénération) sont élaborées et complexes. D'autres, au contraire, sont faciles à appliquer et offrent de bons résultats.

Exemples récents : Une usine de produits chimiques réalise des économies de 500 000 $ par an car on y a vérifié et remplacé tous les purgeurs de vapeur qui fuient. Une usine de contreplaqué a réduit sa charge de vapeur de 2 700 kg/h (6 000 lb/h) car on y a amélioré l'isolation de la tuyauterie.

En abaissant la pression de la vapeur ou la température de l'eau du système en fonction des besoins réels des procédés utilisés, il est également possible de réduire la consommation d'énergie.

Les objectifs d'amélioration de l'efficacité énergétique se répartissent dans les principales catégories suivantes.

FONCTIONNEMENT ADÉQUAT DE LA CHAUDIÈRE

Garder la chaudière propre

À l'exception du gaz naturel, presque tout combustible laisse une certaine quantité de dépôt sur les **parois des tuyaux exposées aux flammes**. Ce dépôt, appelé encrassement, réduit fortement le transfert de chaleur. Des tests ont démontré qu'une couche de suie de 0,8 mm (0,03 po) seulement entraîne une réduction du transfert de chaleur de 9,5 p. 100 et qu'une couche de 4,5 mm (0,18 po) provoque une réduction de 69 p. 100. En conséquence, la température des gaz de carneau augmente, tout comme le coût de l'énergie.

Les chaudières consommant des combustibles solides (tels le charbon et la biomasse) ont une forte tendance à l'encrassement, alors que celles alimentées aux combustibles liquides (particulièrement les huiles filtrées) ont moins tendance à s'encrasser. Pour maintenir l'efficacité optimale de la chaudière, il faut que les surfaces de cette chaudière restent aussi propres que possible. Les chaudières de grande dimension et celles alimentées avec des combustibles qui ont une forte tendance à provoquer un encrassement, sont munies de systèmes de soufflerie permettant d'éliminer la suie sur les parois exposées aux flammes pendant le fonctionnement. On peut également utiliser des brosses et des lances d'arrosage manuelles. Il est recommandé d'ouvrir régulièrement les petites chaudières, notamment celles alimentées au gaz naturel et celles n'incluant pas de souffleurs de suie, afin de les vérifier et de les nettoyer.

Les dépôts (appelés tartre) qui se retrouvent sur les **parois mouillées des tubes** de la chaudière peuvent entraver le transfert de chaleur, réduire l'efficacité de la chaudière, restreindre la circulation de l'eau et entraîner de graves problèmes mécaniques et de fonctionnement. Le tartre provoque une hausse de la température du métal des tuyaux, entraînant ainsi une augmentation de la température des gaz de carneau. Dans les cas extrêmes, les tubes deviennent défectueux en raison de la surchauffe.

Il faut se rappeler qu'une accumulation d'un millimètre de tartre peut entraîner une augmentation de 2 p. 100 de la consommation de combustible.

Au lieu de fermer et de purger les chaudières pour effectuer une vérification visuelle de la propreté des parois mouillées, on peut vérifier l'eau de la chaudière en effectuant des tests pendant qu'elle fonctionne; selon les résultats, on peut injecter certains produits chimiques de traitement de l'eau. Dans les petites installations à basse pression, l'eau de la chaudière est vérifiée quotidiennement et dans les grandes installations à haute pression, toutes les heures. Le programme d'essai et de traitement de l'eau est important pour assurer l'efficacité maximale et le fonctionnement fiable de toute installation de chaudière.

Une tendance continue à la hausse des températures des gaz de carneau pendant des semaines ou des mois indique en général qu'un dépôt s'est accumulé, soit sur les parois exposées aux flammes, soit sur les parois mouillées d'échange de chaleur de la chaudière. Dans ce cas, il faut vérifier la chaudière dans les moindres délais.

Éviter l'entrée d'air indésirable

Le contrôle efficace de l'air comburant en excès (tel qu'il a été abordé antérieurement) comprend également la protection contre l'infiltration d'air indésirable dans la cavité de combustion de la chaudière ou le système de carneau. L'air entre par les couvercles qui fuient, les lunettes d'observation, les joints défectueux et les autres ouvertures.

Eau de purge ou gaspillage d'argent

Même traitée (« déminéralisée »), l'eau d'alimentation de la chaudière contient de petites quantités de sels minéraux dissous. L'évaporation continue de l'eau des chaudières à vapeur et de l'eau douce d'appoint provoque l'augmentation de la concentration de ces minéraux et la formation de tartre. Pour éviter ce problème, l'eau de la chaudière doit être régulièrement purgée. En général et par précaution, cette opération est effectuée avec excès. L'eau de purge est chauffée, ce qui entraîne donc un gaspillage d'énergie, d'eau et de produits chimiques de traitement. Une mesure de prévention minimale consiste à vérifier régulièrement l'eau de la chaudière pour déterminer le niveau de matières solides dissoutes et régler le taux de purge.

Si la purge est effectuée une fois par jour ou à tous les quarts de travail, la concentration en matières solides dissoutes immédiatement après la purge est très inférieure au maximum acceptable. Si la purge peut être effectuée plus souvent en utilisant une plus petite quantité d'eau, ou continuellement, la concentration en matières totales dissoutes (MTD) peut être maintenue plus près du niveau maximum de sécurité recherché. Le contrôle de la concentration en MTD est l'élément le plus important. On trouve sur le marché des dispositifs de contrôle automatique de purge permettant la mesure continue de la concentration en MTD.

***Exemple** : Envisager une chaudière de 23 t/h fonctionnant à 860 kPa (environ 50 000 lb/h à 125 lb/po²). L'eau de purge contient 770 kJ/kg (330 Btu/lb). Si le dispositif de purge en continu est réglé à la valeur habituelle de 5 p. 100 de l'évaluation maximale de la chaudière, le débit de purge serait de 1 150 kg/h contenant 885 500 kJ (environ 2 500 lb/h contenant 825 000 Btu). À une efficacité de 80 p. 100, cette chaleur requiert environ 29,7 m³/h (1 050 pi³/h) de gaz naturel, d'une valeur approximative de 32 100 $ par an (fondé sur 300 jours par an à 0,15 $/m³).*

De toute évidence, les systèmes de chaudière à eau chaude ne sont pas à l'origine de coûts de purge.

Maximiser le retour du condensat chaud

Le système à vapeur et à condensat doit être conçu de sorte que l'on puisse éliminer le coup de bélier et réduire les pertes et l'entretien.

Si une chaudière à vapeur subit une perte de condensat, on constate que la consommation d'eau est plus élevée, l'utilisation de produits chimiques de traitement de l'eau est plus fréquente et la production d'énergie thermique nécessaire pour chauffer l'eau d'appoint est accrue. Quand il y a retour du condensat, c'est-à-dire lorsque la pression du procédé est relâchée dans le réservoir de retour du condensat, de l'énergie supplémentaire est perdue sous forme de vapeur de détente. On peut minimiser de telles pertes, par exemple en immergeant l'entrée de retour du condensat dans le réservoir ou en installant un condenseur de buées à arrosage sur le dessus du réservoir.

Un **système à circuit fermé** fournissant un condensat de vapeur sous pression à rebouillir permet presque d'éliminer les pertes et requiert moins d'équipement de traitement de la vapeur.

Exemple : Récemment, une société minière du Québec a installé un système à condensat à circuit fermé. Elle a rapidement réduit de 18 p. 100 sa consommation d'énergie dans la chaufferie comparativement à un système à condensat de vapeur conventionnel à circuit ouvert.

RÉCUPÉRATION DES PERTES DE CHALEUR DE LA CHAUDIÈRE

Gaz de carneau

Il s'agit de la meilleure occasion de récupération de chaleur dans la chaufferie.

Une réduction de 20 °C (36 °F) de la température des gaz de carneau permet d'améliorer l'efficacité de la chaudière d'environ 1 p. 100.

Même avec des brûleurs bien réglés fournissant des températures minimales de gaz de carneau, tout en réalisant une consommation complète du combustible, les températures de sortie de ces gaz peuvent normalement varier de 175 °C (350 °F) à 260 °C (500 °F). Il est encore possible de récupérer une partie de cette chaleur qui sinon « s'échapperait par la cheminée ». Les échangeurs de chaleur peuvent être utilisés pour préchauffer l'eau d'alimentation de la chaudière (économiseurs) ou l'air comburant (réchauffeurs). En général, les économiseurs permettent une amélioration de 3 à 4 p. 100 de l'efficacité globale de la chaudière.

Les concepteurs et les opérateurs d'économiseurs doivent prendre en considération les problèmes de corrosion éventuels, en particulier dans les combustibles contenant du soufre. L'humidité contenant de l'acide sulfurique corrosif risque de se condenser sur toutes les surfaces des échangeurs de chaleur dont la température descend sous le point de rosée acide. En général, ce phénomène se produit près de l'entrée d'air comburant ou d'eau d'alimentation à chauffer.

Chaque chaudière a une limite particulière de basse température de gaz de carneau qu'il faut déterminer individuellement si l'on envisage un échange de chaleur complémentaire. Comme les températures des gaz de carneau sont plus basses à des charges faibles, les économiseurs sont souvent équipés d'un dispositif de contrôle de dérivation permettant de maintenir ces températures au-dessus d'un minimum préétabli.

Les économiseurs à condensation permettent d'améliorer l'efficacité de la récupération de la chaleur des gaz de carneau en refroidissant ces gaz à une température sous le point de rosée acide. Ils permettent ainsi de récupérer tant la chaleur sensible provenant des gaz de carneau que la chaleur latente de l'humidité qui condense. Il peut y avoir de l'humidité dans le combustible, mais la plus grande partie se forme par combustion de l'élément d'hydrogène du combustible (voir « Perte causée par l'humidité engendrée par la combustion de l'hydrogène », page 2). Comme la condensation (et le risque de corrosion qui en découle) est inévitable, le système d'échange de chaleur doit être fabriqué avec des matériaux qui ne se corrodent pas. **Dans les économiseurs à contact direct**, l'eau est vaporisée directement dans les gaz de carneau et l'eau chaude qui est ainsi générée est recueillie et utilisée après traitement afin de neutraliser son potentiel de corrosion. (Il s'agit d'un avantage secondaire de la condensation des gaz de carneau à contact direct : elle élimine les particules et les gaz acides tels le SO_2 provenant de l'évacuation.) Grâce aux économiseurs à condensation, les rendements globaux des chaudières peuvent être supérieurs à 90 p. 100. Les thermopompes peuvent compléter un système de récupération de la chaleur des gaz de carneau, améliorant ainsi davantage l'efficacité de la récupération.

Exemple : *On a installé des économiseurs à condensation à contact direct à l'Hôpital du Sacré-Cœur de Montréal. La chaleur récupérée a servi pour le chauffage à eau chaude des locaux, la climatisation, le blanchissage, l'alimentation en eau chaude sanitaire et la cuisine. Ces mesures ont permis de réduire de 11 p. 100 la consommation de gaz naturel et de diminuer les émissions de CO_2 de 12 000 t.*

Récupération de chaleur générée par la purge

Nous avons présenté auparavant quelques moyens permettant de limiter le volume de purge et la perte de chaleur. Les échangeurs thermiques peuvent récupérer la chaleur sensible générée par la purge et s'écoulant dans le réseau d'égouts afin de chauffer l'eau d'appoint de la chaudière et effectuer d'autres activités similaires.

UTILISATION ET DIMENSIONNEMENT DE LA CHAUDIÈRE

Si une chaudière doit être remplacée ou si elle requiert des améliorations importantes, il faut revoir son utilisation et ses dimensions. De nombreuses installations de chaudière, en particulier celles utilisées pour le chauffage des locaux, doivent répondre à des besoins qui varient considérablement en raison des saisons ou d'autres éléments. Lorsque la chaudière a un rendement de 40 p. 100 inférieur à la capacité maximale évaluée, son efficacité à convertir l'énergie du combustible en vapeur ou en eau chaude chute fortement à charge faible. Par conséquent, il est logique de choisir des chaudières en fonction de leurs dimensions et des divers besoins. Une petite chaudière pourrait être installée pour fonctionner presque à pleine charge pendant les périodes où la demande est faible et une ou deux chaudières de plus grande capacité pourraient subvenir aux besoins de charges de pointe.

Dans l'évaluation de l'utilisation et des dimensions d'une chaudière, il faut prendre en considération les exigences actuelles et futures de chauffage et de vapeur industrielle. Au cours de la révision du procédé et de l'équipement connexe, de nouvelles possibilités d'améliorations éconergétiques peuvent se présenter.

Exemple : *Au pénitencier de la Saskatchewan, on a installé deux nouvelles chaudières de petite dimension, adaptées aux charges correspondant à l'été (fonctionnement individuel) et pouvant fonctionner en parallèle pendant l'hiver. On a remplacé les anciennes chaudières surdimensionnées qui fonctionnaient à débit réduit pendant la plus grande partie de l'année. Cette solution a entraîné une amélioration de l'efficacité à des taux de combustion plus élevés. En ce qui concerne les locaux chauffés, les économies de gaz correspondaient à 500 000 m³ (17 p. 100) et s'élevaient à 75 000 $ par an, et les émissions de CO_2 ont chuté en conséquence. Les nouveaux brûleurs à faible émission de NO_x ont permis de réduire les émissions d'oxyde d'azote de 70 p. 100.*

PRODUCTION COMBINÉE D'ÉLECTRICITÉ ET DE CHALEUR – COGÉNÉRATION

Les anciennes chaudières inefficaces requièrent souvent des remises en état importantes et coûteuses. Dans ce cas, s'il y a des demandes de chauffage et d'électricité ou si l'électricité peut être vendue à profit, on peut envisager la cogénération ou la production combinée d'électricité et de chaleur. Au Canada, le plus grand potentiel des systèmes de cogénération consiste à remplacer, dans l'ensemble du pays, des milliers de petites chaudières trop anciennes par des installations produisant de l'électricité et de la chaleur. Cette solution permet une meilleure efficacité que si l'électricité et la chaleur étaient générées séparément.

La cogénération peut requérir plus de combustible et une quantité beaucoup plus importante de capital que ce qui est nécessaire pour simplement répondre aux besoins en chaleur. Toutefois, l'énergie électrique et le rendement thermique supérieur découlant de la

cogénération représentent un avantage car l'énergie totale, tant électrique que thermique, est fournie à un coût plus faible. En raison du rendement élevé de l'énergie globale de la cogénération (jusqu'à 85 p. 100), des avantages pour l'environnement se traduisant par une réduction des émissions de CO_2 et de NO_x, ainsi que de la déréglementation actuelle du marché canadien de l'énergie, on s'intéresse de plus en plus à cette technologie qui évolue rapidement.

Une installation de cogénération type se compose d'un moteur d'entraînement tels une turbine à gaz ou un moteur à piston et d'un générateur de vapeur à récupération thermique qui est un genre de chaudière. Le moteur commande un générateur électrique et parfois d'autres appareils, tels que des compresseurs d'air. L'évacuation, par le biais du générateur de vapeur, fournit de la chaleur pour le chauffage ou l'utilisation industrielle. À présent, on trouve des installations de cogénération dont le rendement varie de quelques kilowatts à des dizaines de mégawatts.

Pour évaluer un produit de cogénération éventuel, il est nécessaire de consulter un spécialiste.

AUTRES CONSIDÉRATIONS

Pour optimiser le rendement et améliorer l'efficacité énergétique d'une chaudière, il faut considérer certains facteurs, tels l'entretien régulier et les petites remises en état. Quand il s'agit d'apporter une amélioration importante, il faut également tenir compte d'autres facteurs.

Isolation

La vérification d'une chaudière peut permettre de déceler une isolation et une tuyauterie inadéquates requérant une réparation ou un remplacement complet.

***Exemple :** Si seulement dix brides d'une canalisation de 10 cm (4 po) de diamètre supportant de la vapeur à 860 kPa (125 psi) ne sont pas isolées, la perte de chaleur annuelle équivaut à 2 450 m^3 de gaz naturel (valant 370 $).*

***Exemple :** Une canalisation de vapeur de 3 m (10 pi) de long non isolée entraîne un gaspillage en coûts de production de vapeur correspondant à plus du double du prix de son isolation au moyen de fibre minérale et de gaine en aluminium.*

Besoins en chauffage

La réduction de la pression de fonctionnement de la vapeur de la chaudière au minimum requis par l'utilisateur final ou la diminution de la température du fluide circulant dans les tuyaux des systèmes de chauffage peut avoir des répercussions importantes sur les économies d'énergie et la quantité de gaz à effet de serre générés. Ces économies sont le résultat d'une diminution de la consommation de combustible du système de chauffage et de la quantité de perte de chaleur du réseau de canalisation.

Pour modifier la pression de fonctionnement de la chaudière ou la température du fluide, s'assurer que la chaudière et les appareils d'utilisation finale peuvent fonctionner à la pression la plus faible (température). Les économies que l'on peut réaliser en termes d'environnement et de coût valent que l'on s'y intéresse.

Pertes d'énergie du système de distribution

Dans les systèmes à vapeur, les purgeurs de vapeur peuvent tomber en panne en moyenne jusqu'à 25 p. 100 du temps. Les fuites de vapeur des raccords de tuyaux, des robinets et des purgeurs peuvent provoquer des pertes d'énergie importantes. De plus, l'eau qui fuit doit être remplacée, traitée chimiquement et chauffée. Il s'agit là de conséquences moins évidentes, mais pourtant coûteuses. Les systèmes au fluide chauffant peuvent également être sujets à ce problème.

Exemple : Dans un système à vapeur de 690 kPa (100 psi), un seul purgeur défectueux de 3,2 mm (1/8 po) peut entraîner une perte de gaz naturel correspondant à 11 600 m³/an et équivalant à 1 700 $.

S'assurer que la dimension de la tuyauterie est adéquate car des tuyaux surdimensionnés peuvent entraîner une augmentation des coûts du capital, de l'entretien et de l'isolation, ainsi que des pertes de chaleur en surface. Par contre, les tuyaux de dimensions insuffisantes exigent une pression plus élevée et une énergie de pompage supplémentaire. De plus, ils présentent des taux de fuite plus importants.

Une tuyauterie désuète et en surnombre entraîne un gaspillage d'énergie. Comme la tuyauterie est maintenue à la même température que le reste du système, la perte de chaleur par unité de longueur de tuyau reste la même. Les pertes thermiques engendrées par la tuyauterie en surnombre augmentent la charge calorifique des locaux et par conséquent, les besoins en ventilation et en climatisation. En outre, la tuyauterie en surnombre est peu entretenue et contrôlée, ce qui engendre des pertes supplémentaires.

Désaération inadéquate de l'eau d'alimentation de la chaudière

Une quantité aussi faible que 1 p. 100 par volume d'air dans la vapeur peut entraîner une réduction de l'efficacité du transfert de chaleur pouvant atteindre 50 p. 100. Surveiller le processus de désaération et vérifier si le fonctionnement des évents est adéquat.

Chaleur en cascade

L'utilisation de la chaleur en cascade peut représenter une excellente occasion d'améliorer l'efficacité énergétique globale des installations dont les besoins en chauffage sont multiples. La chaleur utilisée à une étape du procédé peut servir à chauffer ultérieurement. Il faut diriger la chaleur de haute qualité produite par le combustible vers le procédé requérant les températures les plus élevées et le rejet thermique doit servir pour les demandes de températures plus basses. La chaleur émise à la fin du processus devrait correspondre aux températures les plus basses possibles du point de vue économique.

***Exemple** : L'air ou le gaz évacué par un procédé requérant des températures élevées circule dans une chaudière de récupération afin de générer de la vapeur à basse pression ou de l'eau chaude pour le chauffage des locaux et de l'eau à usage industriel. Par exemple, la chaleur résiduelle sert également au refroidissement, par le biais du refroidisseur à absorption. On peut récupérer, entreposer et réutiliser la chaleur de diverses manières.*

Aborder la gestion de l'énergie en faisant preuve d'ouverture d'esprit afin d'évaluer de manière critique les pratiques acceptées dont certaines peuvent s'avérer inefficaces. La curiosité et la prise de conscience, ce que l'on tente d'encourager dans le présent chapitre, ainsi que l'imagination et l'aide de spécialistes peuvent se traduire par de nombreux avantages en matière de réduction de la consommation et des coûts de l'énergie.

Les « possibilités de gestion de l'énergie » permettent de déterminer comment consommer l'énergie intelligemment afin d'économiser de l'argent et de limiter les répercussions sur l'environnement. Ce chapitre présente des idées éprouvées qui peuvent permettre d'améliorer le fonctionnement des systèmes de chauffage. Choisir les possibilités de gestion de l'énergie dans les listes correspondant à la situation donnée et les combiner à d'autres mesures d'efficacité énergétique.

Nota

- Les conseils se rapportant aux possibilités de gestion de l'énergie sont répartis en trois catégories. La différence de prix entre les **possibilités à faible coût** et les **remises à neuf** dépend de l'importance, du type et de la politique financière de l'organisation. L'entretien des locaux représente la troisième catégorie.
- En raison des diverses circonstances, il est impossible d'indiquer quand une possibilité de gestion de l'énergie sera rentable. En général, on peut s'attendre cependant à ce que les **possibilités de remise à neuf** présentent la période de récupération de l'investissement la plus longue.

LES POSSIBILITÉS DE GESTION DE L'ÉNERGIE RELATIVES À L'ENTRETIEN DES LOCAUX constituent des activités de gestion de l'énergie à effectuer régulièrement, soit au moins une fois par an.

- Faire fonctionner de manière efficace l'équipement d'exploitation utilisant un jet de vapeur en aval (ou un fluide chauffant) grâce à l'établissement d'une planification et d'un suivi adéquats de la production.
- Essayer de faire fonctionner l'équipement d'exploitation utilisant un jet de vapeur en aval (ou un fluide chauffant) à plein rendement.
- Au besoin, mettre hors service l'équipement utilisant un jet de vapeur en aval (ou fluide chauffant).
- Essayer de stabiliser la demande en chauffage en révisant le calendrier de demande d'exploitation. Ainsi, on minimise les variations de charge des chaudières et on optimise leur rendement. Essayer de faire fonctionner les chaudières à pleine charge.
- Préserver la qualité de la vapeur grâce à un programme régulier de traitement chimique de l'eau et au régime de purge. S'assurer que l'équipement de désaération de l'eau d'alimentation et les évents de la tuyauterie de la vapeur fonctionnent de manière adéquate.
- Contrôler régulièrement les combustibles de gaz de carneau et l'excédent d'air comburant. Effectuer les réglages en fonction des conditions changeantes.
- Vérifier et éliminer l'entrée d'air indésirable dans la chaudière et le système d'évacuation du gaz de carneau.
- S'assurer que le réglage des brûleurs est toujours adéquat.
- Assurer d'excellentes conditions de fonctionnement pour ce qui est des dispositifs de régulation de l'air et du combustible.
- Calibrer l'équipement et les instruments de mesure, et mettre régulièrement au point le système de contrôle de la combustion.
- Vérifier régulièrement tous les réglages des commandes.
- Vérifier régulièrement le rendement de la chaudière.
- Surveiller régulièrement les données liées au rendement de la chaudière et les comparer aux normes et aux objectifs.

- Appliquer des programmes de suivi et d'entretien préventif pour la chaudière et les systèmes de distribution de chaleur et de récupération de condensat.
- Vérifier les surfaces de transfert de chaleur mouillées et celles exposées aux flammes lorsque l'installation de chauffage est hors service. Maintenir les surfaces propres.
- S'assurer que l'équipement anti-encrassement pour les parois exposées aux flammes fonctionne de manière adéquate.
- Vérifier de façon routinière l'intégrité du circuit de vapeur et de condensat (circuit d'alimentation et de retour de fluide chauffant) et de l'équipement connexe. Faire une inspection des locaux, afin de vérifier, à l'aide d'équipement de détection approprié (par exemple, détecteur ultrasonique, tiges d'écoute, pyromètre et stéthoscope), s'il y a des fuites de vapeur qui doivent être réparées. Réparer ces fuites.
- Établir un programme et des procédures d'inspection et d'entretien des purgeurs de vapeurs.
- Vérifier l'isolation contre la pénétration d'eau. Localiser la source d'humidité (par exemple un tuyau qui fuit) et résoudre le problème.
- Remplacer ou réparer toute isolation ou recouvrement d'isolation manquant ou endommagé.

LES POSSIBILITÉS DE GESTION DE L'ÉNERGIE À FAIBLE COÛT sont des activités de gestion effectuées une seule fois à un coût raisonnable.

- Établir et mettre en œuvre des procédures de fonctionnement et des instructions de travail. Au besoin, former les opérateurs de chaudières et d'autres employés. Sensibiliser tous les employés à la question de l'efficacité énergétique.
- Faire fonctionner la chaudière (le système de chauffage) à la pression de vapeur (ou température de fluide chauffant) la plus faible répondant aux besoins du processus de production. À cette fin, il peut être nécessaire de modifier le processus, l'installation et l'équipement.
- Vérifier si le type d'établissement ou d'industrie génère des sous-produits combustibles comme des résidus d'écoulement d'hydrogène, d'oxygène, de monoxyde de carbone, de biogaz ou d'hydrocarbures, ainsi que de la biomasse, qui pourraient alimenter à peu de frais la chaudière.
- Ajouter de l'équipement de mesure, de comptage et de contrôle à la chaudière et aux systèmes de distribution de la chaleur afin d'évaluer les débits de combustible, de vapeur, de fluide chauffant, de condensat et de purge.
- Optimiser l'emplacement des capteurs. S'assurer que les dispositifs de contrôle et de détection sont facilement accessibles.
- Placer des dispositifs de verrouillage sur les commandes afin d'éviter les manipulations et les réglages non autorisés.
- Envisager de commencer un programme de mesure et de ciblage permettant une meilleure gestion de la consommation d'énergie thermique (et autres services) dans l'ensemble des établissements.
- Réparer, remplacer ou ajouter des évents (par exemple, les évents thermostatiques).
- Envisager la récupération de chaleur provenant de l'eau de purge par l'utilisation de réservoirs de décompression pour produire de la vapeur d'eau à basse pression à partir de la purge, et l'utiliser dans d'autres applications de chauffage telles le désaérateur. Se servir de l'eau restant dans l'échangeur de chaleur pour préchauffer l'eau d'appoint.
- Remettre en état les postes de réduction de pression de vapeur.
- Considérer les moyens permettant de capter le rayonnement thermique et la chaleur par convection de la calandre de chaudière pour le préchauffage de l'air comburant. Penser aux avantages économiques de ces mesures.
- Relocaliser l'entrée d'air comburant dans un endroit où l'air entrant bénéficie de la température la plus élevée possible tout au long de l'année.

- Optimiser les dispositifs de régulation de combustible et d'air.
- Isoler les tuyaux, les brides de soutien, les raccords et les autres équipements de manière efficace en utilisant une épaisseur d'isolation qui est économiquement avantageuse. Au besoin, améliorer l'isolation.
- Vérifier si la fonction de purge du circuit de récupération de vapeur et de condensat de vapeur (ainsi que les serpentins de chauffage et tout autre équipement utilisant la vapeur) est adéquate. Cette mesure permet d'éliminer le coup de bélier, les pertes et les dommages.
- Mettre hors service le système de canalisation de vapeur et de condensat lorsqu'il n'est pas utilisé.
- Rechercher des possibilités de rationaliser et de moderniser le circuit de vapeur et de condensat. Si possible, examiner les plans existants de la tuyauterie de l'installation ou effectuer une inspection des locaux. S'assurer d'abord que les tuyaux désuets, inutilisés ou en surnombre peuvent être isolés du reste du système, et enlever ensuite les pièces inutiles.
- Établir un programme visant le remplacement du purgeur de vapeur d'eau.

LES POSSIBILITÉS DE GESTION DE L'ÉNERGIE relatives aux remises en état représentent des activités effectuées une seule fois à un coût important.

- Réévaluer s'il y a des possibilités d'éliminer ou de réduire l'utilisation de vapeur ou de fluide chauffant dans les installations et dans l'industrie. Dans l'affirmative, effectuer des modifications ou adopter une technologie ou un équipement de production neuf. Par exemple, remplacer la pasteurisation par une filtration et un remplissage dans des conditions stériles. En plus de la chaleur, il est également possible d'utiliser d'autres sources telles une pompe géothermique, des murs Trombe ou le stockage thermique.
- Remplacer les chaudières désuètes par des appareils à haut rendement, peu polluants et équipés de brûleurs de nouvelle technologie et d'options de récupération de chaleur qui sont appropriés pour les besoins.
- Moderniser le brûleur à combustible. Envisager par exemple l'utilisation de la technologie d'injection directe de combustible. L'utilisation à temps plein d'un brûleur régénératif à injection directe de combustible permet de réduire les émissions de NO_x d'environ 90 p. 100 comparativement aux brûleurs régénératifs courants. Ce genre de brûleur compact permet de simplifier les choses, de réduire les effectifs, de diminuer considérablement la consommation d'énergie et de récupérer l'investissement en peu de temps.
- Installer un générateur de turbulence dans la chaudière à tube de fumée.
- Convertir la chaudière à huile en une chaudière au gaz naturel. Bien que cette mesure permette d'économiser plus d'argent que d'énergie, elle présente certains avantages opérationnels et environnementaux.
- Convertir au besoin le chauffage à la vapeur indirect en chauffage direct.
- Convertir au besoin le chauffage à la vapeur en chauffage au fluide chauffant.
- Installer un système de gestion informatisé intégré pour la production et la distribution de l'énergie thermique.
- Réévaluer si un produit résiduaire est brûlé pendant l'exploitation (par exemple, dans le cas des industries pétrochimiques, de l'acier ou de la chaux). Dans l'affirmative, penser à l'utiliser pour préchauffer l'air comburant des chaudières ou même pour faire fonctionner un générateur à microturbines.

- Installer de l'équipement permettant de récupérer la chaleur dans le système de gaz de carneau, notamment des économiseurs, des préchauffeurs et des condenseurs de gaz de carneau (contact indirect ou direct). Si cet équipement est déjà installé, réévaluer son efficacité et envisager son remplacement ou sa remise en état.
- Prendre en considération d'autres utilisations de la chaleur résiduelle des gaz de carneau. L'utiliser pour le chauffage des locaux, le chauffage industriel ou le séchage du produit ou du biocombustible.
- Envisager l'installation de convertisseurs de chaleur à absorption dans le système de gaz de carneau.
- Récupérer la chaleur des débits résiduaires, tels que la vapeur de détente. Choisir parmi les nombreuses options offertes. Penser à incorporer une thermopompe dans le système pour améliorer davantage la récupération de l'énergie ou intégrer la nouvelle technologie des échangeurs thermiques compacts très efficaces à d'autres procédés.
- Envisager l'installation d'un système de retour de condensat sous pression en circuit fermé.
- Engager un entrepreneur qualifié pour réaliser une nouvelle conception du circuit de vapeur et de condensat afin de maximiser son utilisation. Renouveler la tuyauterie des systèmes ou relocaliser l'équipement afin de raccourcir la tuyauterie.
- Au besoin, envisager de rapprocher l'alimentation et les dispositifs de production de vapeur (peut-être plus petits ou neufs) de l'équipement fonctionnant à la vapeur.
- Utiliser des tuyaux de dimension adéquate. Dans les systèmes à fluide chauffant, tenir compte de l'économie réalisée grâce à l'augmentation du diamètre des tuyaux comparativement au coût du pompage et des pertes de pression.
- Évaluer l'économie engendrée par l'amélioration de l'isolation. Considérer l'évolution du coût de l'énergie et consulter un spécialiste impartial. Améliorer les gaines d'isolation.

MODÈLE DE LISTE DE CONTRÔLE POUR LA VÉRIFICATION D'UN SYSTÈME DE CHAUFFAGE

Les questions suivantes aideront à déceler les imperfections. Pour plus de détails, formu!er des questions supplémentaires au moyen de la technique multiniveaux :

Gestion

- L'utilisation de vapeur et de fluide chauffant dans les installations est-elle budgétée? Est-elle contrôlée? A-t-on défini des objectifs de consommation?
- Dans l'affirmative, les consommateurs d'énergie thermique sont-ils responsables de cette utilisation? De quelle manière?
- A-t-on approuvé des procédures et des instructions de travail régissant la production, la distribution, le contrôle et d'autres procédés concernant l'énergie thermique?
- Les employés ont-ils été informés de l'importance de la conservation de l'énergie et des services et utilisent-ils des pratiques adéquates?
- Les opérateurs de systèmes de chauffage participent-ils aux efforts de conservation de l'énergie et des services?
- Les employés sont-ils conscients du coût de l'énergie et des services ainsi que des dépenses relatives à l'établissement de ces services? Sont-ils très intéressés à obtenir de meilleurs résultats?
- Existe-t-il un système permettant de communiquer aux employés les résultats des activités visant la conservation de l'énergie et des services?

Consommation de chaleur

- Existe-t-il des procédures de mise hors service des équipements principaux et auxiliaires de production consommant de l'énergie thermique quand ils ne sont pas utilisés?
- Les procédures susmentionnées sont-elles appliquées?
- La production de vapeur ou de fluide chauffant est-elle réalisée à des températures ou à des pressions supérieures à celles requises par les procédés, les produits, les installations et les équipements dont se sert un utilisateur final?
- Dans les installations comportant plusieurs chaudières, comment la demande en vapeur est-elle adaptée à l'utilisation de la chaudière? Comment cette adaptation est-elle réalisée pendant les fins de semaine, les périodes de non-production et les différentes saisons?

Combustibles

- Est-il possible d'utiliser une autre source d'énergie thermique de remplacement moins coûteuse ?
- Est-il possible d'utiliser des sous-produits en tant que combustible auxiliaire ou complément de combustible?
- Si l'on utilise le gaz naturel, a-t-on évalué les coûts des contrats non interruptibles d'approvisionnement par rapport à ceux des contrats interruptibles?
- La chaudière a-t-elle une capacité double lui permettant d'utiliser le gaz naturel ou le mazout afin de bénéficier des contrats interruptibles d'approvisionnement en gaz?

Stockage de combustible

- Les réservoirs d'huile chauffée et la tuyauterie connexe sont-ils isolés de manière adéquate?
- L'isolation extérieure des articles susmentionnés est-elle étanche?
- L'huile est-elle chauffée à la température adéquate?
- Le combustible solide (par exemple, la biomasse) est-il protégé de la pluie? Est-il sec?

Chaudières et distribution de vapeur

- Le gaz de carneau ne contient-il pas de combustibles?
- Vérifie-t-on régulièrement l'efficacité de la chaudière?
- Utilise-t-on une méthode adéquate pour déterminer l'efficacité de la chaudière?
- L'efficacité est-elle acceptable pour le type de chaudière et de combustible?
- Le brûleur fonctionne-t-il dans la « zone d'efficacité de combustion maximale »?
- Les pertes de chaleur de la chaudière et du système sont-elles décelées et quantifiées?
- Vérifie-t-on régulièrement les gaz de carneau afin de déceler le contenu en combustibles, en monoxyde de carbone et en oxygène? La concentration se situe-t-elle dans une plage acceptable?
- Comment gère-t-on l'excès d'air comburant? À quelle fréquence?
- De l'air indésirable peut-il entrer dans la chaudière et le tuyau de carneau?
- Quel type de contrôle de l'air ou du combustible utilise-t-on? Comment l'assure-t-on?
- Quel type d'équipement utilise-t-on pour le contrôle du système? De quels instruments se sert-on?
- Où se trouve l'entrée d'air comburant?
- L'air comburant est-il préchauffé? Dans l'affirmative, de quelle manière?
- Les niveaux de NO_x des gaz de carneau sont-ils décelés et contrôlés? Se situent-ils dans une gamme acceptable?
- Quelles sont les températures des gaz de carneau à diverses charges de chaudière? Sont-elles contrôlées?
- La chaleur provenant des gaz de carneau est-elle récupérée? Quel type? Avec quelle efficacité?
- Y a-t-il des signes d'accumulation de suie sur la surface exposée aux flammes de la chaudière?
- Y a-t-il un programme d'inspection et d'enlèvement de la suie et du tartre accumulés sur les surfaces de transfert de chaleur du système de chauffage, ainsi que de l'équipement de procédé?
- La flamme dans la chambre de combustion est-elle vive? Remplit-elle la chambre de combustion sans excès?
- Quel est le taux de purge et ce niveau correspond-il aux recommandations des spécialistes du traitement des eaux? Ce taux est-il fondé sur la concentration de matières solides dissoutes dans l'eau de la chaudière? Les niveaux de matières solides dissoutes ont-ils été calibrés en fonction de la conductivité?
- Comment contrôle-t-on le taux de purge?
- Existe-t-il un système de récupération de la chaleur engendrée par la purge?
- Y a-t-il des tuyaux de vapeur surdimensionnés ou sous-dimensionnés ou en surnombre provoquant des pertes de chaleur? Existe-t-il un programme d'inspection des tuyaux?
- Les canalisations de vapeur, les brides, les robinets et les conduits de condensat sont-ils isolés de manière adéquate? L'isolation est-elle sèche et protégée contre les infiltrations d'eau?
- Y a-t-il des fuites de vapeur et de condensat?
- L'eau d'appoint est-elle préchauffée? Dans l'affirmative, comment?
- Le taux de retour de condensat est-il adéquat? L'a-t-on vérifié?
- Utilise-t-on le type de purgeur de vapeur approprié à l'application visée?
- Existe-t-il un programme d'entretien adéquat pour l'inspection, la réparation et le remplacement des purgeurs de vapeur? Combien de purgeurs sont défectueux?